



Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Gabriel Pereira Fortes
Lucas de Andrade Arueira Campos

FERRAMENTA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Brasília, DF
2012

Gabriel Pereira Fortes

05/82832

Lucas de Andrade Arueira Campos

06/89661

FERRAMENTA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Relatório apresentado à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso II do curso de graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para o grau de Engenheiro Eletricista.

Orientação: Prof. Mauro Moura Severino

Brasília, DF

2012

FORTES, GABRIEL PEREIRA e CAMPOS, LUCAS DE ANDRADE ARUEIRA

Ferramenta para dimensionamento e análise de viabilidade técnica de sistemas fotovoltaicos [Distrito Federal] 2012.

xvi, 62p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2012).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia solar fotovoltaica

2. Sistema fotovoltaico isolado.

3. Curva de carga

4. Simulação computacional

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

Gabriel Pereira Fortes

05/82832

Lucas de Andrade Arueira Campos

06/89661

FERRAMENTA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Monografia de graduação submetida à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso II do curso de graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para o grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovados por:

MAURO MOURA SEVERINO, DOUTOR, ENE/UnB.
ORIENTADOR

RAFAEL AMARAL SHAYANI, DOUTOR, ENE/UnB.
EXAMINADOR INTERNO

MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, DOUTOR, ENE/UnB.
EXAMINADOR INTERNO

Brasília, DF
Novembro de 2012

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pela paciência, compreensão e principalmente pelo amor sempre demonstrado em suas ações ao longo da minha vida.

Ao professor Mauro Moura Severino pela sua orientação ao longo deste trabalho.

Ao professor Rafael Shayani, por disponibilizar materiais de pesquisa e seu conhecimento quando requisitados.

Ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), por disponibilizar os dados essenciais para a elaboração do trabalho.

Gabriel Pereira Fortes

Aos meus pais, pelo amor e apoio incondicionais, por terem me proporcionado um bom ensino e me ensinado bons valores.

Ao professor Mauro Moura Severino, sempre amigo, paciente e receptivo em nossa orientação.

Ao Instituto Nacional Meteorologia (INMET), por fornecer os dados usados na elaboração do trabalho.

Lucas de Andrade Arueira Campos

"There are no shortcuts to any place worth going."

(Beverly Sills)

RESUMO

FERRAMENTA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Este trabalho trata de um estudo de dimensionamento e análise de sistemas fotovoltaicos isolados. Nele são usados dados de insolação e temperatura fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), dos anos 2000 a 2009, para dimensionar e criar simulações do funcionamento de um sistema fotovoltaico ao longo desses anos.

Os dados são inseridos numa ferramenta desenvolvida em Excel, permitindo que um usuário, especialista em sistemas fotovoltaicos, obtenha informações que o ajudarão a verificar a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico em sua casa e a tomar decisões.

O presente estudo permitiu uma análise abrangente por meio do dimensionamento do banco de baterias, curvas de geração e de carga (comercial e residencial), fornecendo informações como o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica pelo sistema e duração ao longo dos anos, enquadrando-os nos indicadores DIC e FIC definidos pela agência reguladora Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Foram apresentadas análises de diversos cenários e suas principais conclusões.

Os resultados obtidos atenderam as expectativas do trabalho e se mostram de grande importância nas decisões de implantação ou não de sistemas fotovoltaicos isolados, baseando-se em dados reais. Não faz parte do objetivo do trabalho a análise econômica desses sistemas, sendo o foco voltado apenas para a análise técnica e de viabilidade. Sendo assim, o trabalho abre margem para o desenvolvimento de projetos futuros, com melhorias da ferramenta de modo a obter informações cada vez mais precisas e conclusivas para o usuário.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Comparação entre a irradiação de energia solar anual, consumo total de energia no ano e outras fontes de energia disponíveis	3
Figura 2.2 Distribuição mundial de irradiância solar anual em kWh/m ²	4
Figura 2.3 A órbita da Terra e sua declinação em diferentes épocas do ano.....	5
Figura 2.4 Trajetória dos raios de sol na atmosfera e definição do coeficiente de “Massa de Ar” (AM).....	6
Figura 2.5 Espectro solar com AM 0 no espaço e AM 1.5 na Terra a uma altitude solar de 41,8°	7
Figura 2.6 Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado	8
Figura 2.7 Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	9
Figura 2.8 Módulos fotovoltaicos instalados no telhado do prédio SG-11.....	10
Figura 2.9 Células fotovoltaicas monocristalina (esquerda) e policristalina (direita).....	11
Figura 2.10 Célula, módulo e painel fotovoltaicos.....	12
Figura 2.11 Camadas de construção de um módulo fotovoltaico	13
Figura 3.1 Painéis solares Schott ASE 300-DGF/17	25
Figura 3.2 Controlador de carga Outback FLEXmax™ 80	26
Figura 3.3 Inversor XANTREX SW4024	27
Figura 3.4 Baterias Mastervolt AGM 270 Ah.....	28
Figura 3.5 Diagrama de operação da ferramenta	30
Figura 3.6 Cálculo dos dados de temperatura das células de hora em hora	33
Figura 3.7 Cálculo dos dados de potência gerada de hora em hora.....	34
Figura 3.8 Valores mensais de irradiação solar e horas de sol pico	36
Figura 3.9 Diagrama de operação do sistema fotovoltaico.....	39
Figura 4.1 Tela principal da ferramenta no Excel.....	41

Figura 4.2 Coluna de entradas da ferramenta no Excel.....	42
Figura 4.3 Coluna de saídas da ferramenta no Excel.....	44
Figura 4.4 Descarregamentos do banco de baterias para a Simulação 1	50
Figura 4.5 Descarregamentos do banco de baterias para a Simulação 2	51

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica	14
Gráfico 2.2 Curva típica de potência em função da tensão	14
Gráfico 2.3 Valores de tensão e corrente no ponto de máxima potência	15
Gráfico 2.4 Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de radiação solar	16
Gráfico 2.5 Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes temperaturas de operação	16
Gráfico 3.1 Curvas de carga da unidade comercial para dias úteis, sábados e domingos	23
Gráfico 3.2 Curvas de carga da unidade residencial de alto consumo para dias úteis, sábados e domingos.....	24
Gráfico 4.1 Sobreposição das curvas de geração, de carga e de energia fornecida pelo banco de baterias	47
Gráfico 4.2 Curva de energia disponível no banco de baterias de hora em hora	48
Gráfico 4.3 Curva de energia disponível no banco de baterias de hora em hora para um número insuficiente de painéis instalados	49
Gráfico 4.4 Sobreposição das curvas de geração, de carga e de energia fornecida pelo banco de baterias, para um número insuficiente de painéis instalados	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Demanda e desvio-padrão comerciais em dias úteis.....	22
Tabela 3.2 Demanda e desvio-padrão residenciais de alto consumo em dias úteis	23
Tabela 3.3 Especificações do painel solar Schott ASE 300-DGF/17	25
Tabela 3.4 Especificações do controlador de carga Outback FLEXmax™ 80	26
Tabela 3.5 Especificações do inversor XANTREX SW4024	27
Tabela 3.6 Especificações do banco de baterias Mastervolt AGM 270 Ah	28
Tabela 3.7 Regimes de capacidade nominal do banco de baterias a 25°C	29
Tabela 3.8 Capacidade das baterias de acordo com a temperatura ambiente	29
Tabela 4.1 Descarregamentos do banco de baterias ao longo do ano (número de horas).....	52
Tabela 4.2 Descarregamentos do banco de baterias ao longo do ano (porcentagem)	52
Tabela 4.3 Número de horas em que o sistema não foi capaz de fornecer energia	53
Tabela 4.4 Número quedas do sistema.....	54
Tabela 4.5 Número de horas em que o sistema não foi capaz de suprir a carga.....	54
Tabela 4.6 Diferença entre potencial de geração e consumo.....	55
Tabela 4.7 Simulação 1 para curva de carga residencial.....	56
Tabela 4.8 Simulação 1 para curva de carga comercial.....	56
Tabela 4.9 Simulação 2 para curva de carga residencial.....	57
Tabela 4.10 Simulação 2 para curva de carga comercial.....	57
Tabela 4.11 Número de quedas do sistema em cada ano para a Simulação 2.....	57
Tabela 4.12 Simulação 3 para curva de carga residencial	58
Tabela 4.13 Simulação 2 para curva de carga comercial.....	58
Tabela 4.14 Simulação 4 para curva de carga residencial	58
Tabela 4.15 Simulação 4 para curva de carga comercial.....	58

Tabela 4.16 Simulação 5 para curva de carga residencial	59
Tabela 4.17 Simulação 5 para curva de carga comercial.....	59
Tabela A.1 Amostra dos dados de temperatura e irradiação fornecidos pelo INMET, usados para o cálculo da temperatura das células fotovoltaicas (Tcel).....	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

AM – *air mass*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – corrente alternada

CC – corrente contínua

CEB – Companhia Energética de Brasília

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo Brito

DIC - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

E.V.A. - *ethylene-vinyl acetate*

FIC - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

MPPT – *maximum power point tracking*

NOCT – *nominal operating cell temperature*

p.u. – por unidade

PWM - *pulse-width modulation*

RMS – *root mean square*

UnB – Universidade de Brasília

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REFERENCIAL TEÓRICO	3
2.1	Considerações iniciais	3
2.2	Radiação solar	3
2.3	Energia solar fotovoltaica	7
2.4	Sistemas fotovoltaicos	7
2.4.1	Sistemas autônomos	7
2.4.2	Sistemas conectados à rede	8
2.5	Componentes básicos.....	9
2.5.1	Módulo fotovoltaico.....	9
2.5.1.1	<u>Características do módulo fotovoltaico.....</u>	<u>12</u>
2.5.2	Baterias.....	17
2.5.3	Controladores de carga.....	18
2.5.4	Inversores.....	19
2.6	Considerações finais	19
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	21
3.1	Considerações iniciais	21
3.2	Materiais	21
3.2.1	Dados	21
3.2.1.1	<u>Dados de temperatura e de insolação do INMET</u>	<u>21</u>
3.2.1.2	<u>Curvas de carga.....</u>	<u>22</u>
3.2.2	Equipamentos	24
3.2.2.1	<u>Painéis fotovoltaicos.....</u>	<u>25</u>

3.2.2.2 Controladores de carga	26
3.2.2.3 Inversores.....	27
3.2.2.4 Baterias.....	28
3.2.3 Área de instalação dos painéis.....	29
3.2.4 Planilha Excel	30
3.3 Metodologia	30
3.3.1 Perdas.....	40
3.4 Considerações finais	40
4 RESULTADOS E ANÁLISE.....	41
4.1 Considerações iniciais	41
4.2 Saídas.....	41
4.2.1 Painéis	44
4.2.2 Controladores da carga.....	45
4.2.3 Inversores.....	45
4.2.4 Gráficos	45
4.2.5 Banco de baterias	50
4.2.6 Faltas no sistema	51
4.3 Planilha de análise	51
4.3.1 Descarregamento das baterias	52
4.3.2 Indicadores DIC e FIC.....	53
4.3.3 Corrente máxima do sistema.....	54
4.3.4 Potencial de geração e consumo	55
4.4 Simulações	55
4.4.1 Simulação 1	56
4.4.2 Simulação 2	57
4.4.3 Simulação 3	58

4.4.4	Simulação 4	58
4.4.5	Simulação 5	58
4.5	Considerações finais	59
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	60
	REFERÊNCIAS.....	62
	APÊNDICE 1.....	64
	APÊNDICE 2.....	65
	APÊNDICE 3.....	66
	APÊNDICE 4.....	67
	ANEXO 1	68

1 INTRODUÇÃO

A forma mais comum de geração de energia elétrica provém das fontes não renováveis, como o petróleo e o carvão. Essas fontes emitem grandes quantidades de CO₂, causando poluição e conseqüentemente problemas ambientais. Com o crescimento populacional e econômico, a demanda por energia elétrica é elevada, evidenciando ainda mais os riscos para o planeta Terra.

Daí vem a motivação para o uso de fontes de energia renovável, como solar e eólica. No Brasil, apesar do seu tamanho e localização favoráveis, vê-se um grande atraso na implantação dessas tecnologias em relação aos países desenvolvidos.

No caso da geração fotovoltaica, uma de suas várias vantagens é a possibilidade de levar energia elétrica para comunidades isoladas e de difícil acesso. Com o objetivo de fornecer meios de estudo de viabilidade de instalação de sistemas de geração isolada, foi desenvolvida uma ferramenta em Excel capaz de dimensionar e fornecer informações técnicas sobre o sistema fotovoltaico.

Por meio da ferramenta, um usuário que deseje instalar um sistema fotovoltaico em sua casa pode visualizar as curvas de geração, de carga e de descarregamento do banco de baterias, dimensioná-lo e ainda obter informações como o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica e de horas sem energia no ano, baseados em dados passados de um período de dez anos (2000 a 2009).

A partir da inserção de dados de entrada pelo usuário, a ferramenta dimensiona um sistema fotovoltaico e traça as curvas de geração, demanda e carga das baterias de hora em hora. Esses dados de saída dão a possibilidade de chegar a conclusões técnicas sobre o sistema em questão, não sendo tratada neste trabalho a questão econômica, tendo como objetivo maximizar o potencial de geração fotovoltaica disponível ao indivíduo que queira instalar o sistema.

A ferramenta foi alimentada com dados de insolação horária de um intervalo de dez anos fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). E para se atingir o objetivo foram realizadas simulações com curvas de carga típicas obtidas da concessionária de energia local.

O trabalho foi estruturado em cinco capítulos, desenvolvidos de maneira a atingir o objetivo mencionado anteriormente. Este primeiro capítulo faz a introdução ao trabalho, contextualiza o assunto geração fotovoltaica e deixa claro o objetivo do trabalho e a estrutura do mesmo.

O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica necessária para desenvolver o que foi proposto. Sendo assim, ele descreve um sistema de geração fotovoltaica isolado, os equipamentos envolvidos em tal sistema e outros conceitos importantes como energia solar.

Os materiais e os métodos utilizados são apresentados no Capítulo 3. São mostradas as planilhas presentes no programa com suas respectivas fórmulas, que foram inseridas para implementar a lógica desejada. São apresentados também os dados de insolação, as curvas de cargas e as alterações realizadas.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados e análises. As tabelas que dispõem dos dados de saída utilizados na análise do sistema fotovoltaico são descritas. Por fim são apresentadas as simulações realizadas.

No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões, as justificativas para o cumprimento do objetivo e sugestões para melhorias ou para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Considerações iniciais

O capítulo introdutório contextualiza o assunto que será tratado neste trabalho e descreve superficialmente como está estruturado, mas para o seu completo entendimento devem ser citados alguns conceitos básicos.

Neste capítulo, são apresentadas noções básicas de radiação solar e sua utilização para a geração fotovoltaica. Também são descritas configurações de sistemas fotovoltaicos e as características dos componentes básicos encontrados em sistemas deste tipo.

2.2 Radiação solar

O Sol fornece energia na forma de radiação, vital para a existência de vida na Terra. Devido à distância entre o Sol e a Terra, apenas uma pequena porção da radiação solar atinge a superfície terrestre, energia da ordem de 1×10^{18} kWh/ano. A Figura 2.1 compara esta quantidade de energia com o total consumido no mundo e com outras fontes de energia disponíveis (JACKSON, 2007).

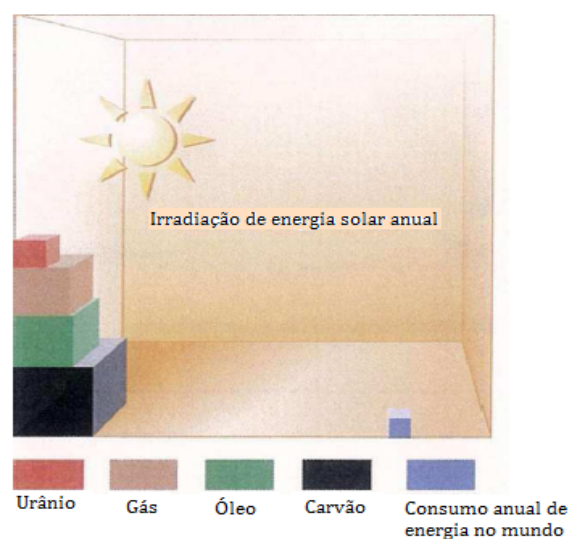


Figura 2.1 *Comparação entre a irradiação de energia solar anual, consumo total de energia no ano e outras fontes de energia disponíveis.*

(Fonte: JACKSON, 2007 – modificado)

A quantidade de energia na luz solar anual que chega à superfície terrestre é equivalente a aproximadamente 10.000 vezes a necessidade energética mundial, ou seja, seria preciso apenas 0,01 % desta energia para suprir nosso consumo anual (JACKSON, 2007).

A intensidade de radiação solar na parte externa da atmosfera terrestre varia de acordo com a distância entre o Sol e a Terra. O valor médio, chamado de constante solar é de 1.367 W/m^2 . Mas este valor de irradiação não chega à superfície da Terra. A atmosfera reduz a insolação por meio da reflexão, absorção (pelo ozônio, vapor de água, oxigênio e dióxido de carbono) e espalhamento (causado pelas moléculas de ar, partículas de poeira ou poluição). Em tempo bom ao meio-dia, a irradiação pode atingir 1.000 W/m^2 na superfície terrestre. A máxima insolação ocorre em dias com poucas nuvens e ensolarados, podendo ter picos acima de 1.400 W/m^2 por períodos curtos. Se a quantidade de energia da radiação solar for somada durante um ano, tem-se a radiação anual, dada em kWh/m^2 . Este valor varia significativamente dependendo da região, como é mostrado na Figura 2.2 (JACKSON, 2007).

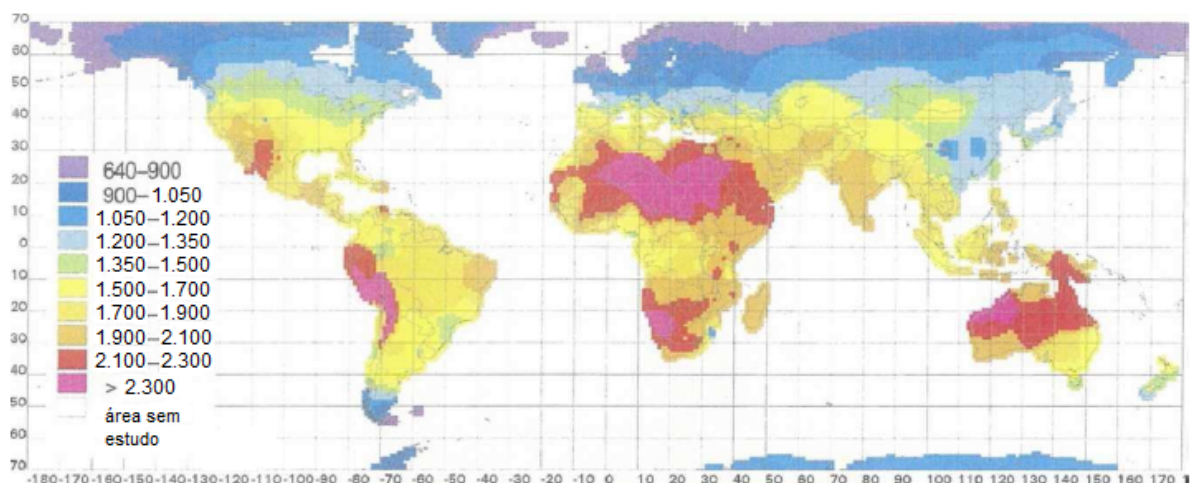


Figura 2.2 *Distribuição mundial de irradiação solar anual em kWh/m^2 .*

(Fonte: JACKSON, 2007 – modificado)

Os movimentos da Terra em torno de seu próprio eixo (rotação) e em torno do Sol (translação) caracterizam a duração dos dias e as estações do ano. No movimento de translação, a Terra se encontra com uma inclinação de $23,45^\circ$ em relação ao plano do equador. Esse ângulo é chamado de Declinação Solar (δ) e varia, ao longo do ano, dentro

dos limites de $-23,45^\circ$ e $23,45^\circ$. A Figura 2.3 mostra a órbita terrestre em torno do Sol. Note-se que no primeiro dia do inverno do Hemisfério Sul o Sol aparece acima do Trópico de Câncer ($\delta = 23,45^\circ$). No primeiro dia do verão do Hemisfério Sul o Sol aparece acima do Trópico de Capricórnio ($\delta = -23,45^\circ$). E no primeiro dia da primavera e do outono, o Sol aparece exatamente acima do equador ($\delta = 0^\circ$) (MESSENGER e VENTRE, 2004).

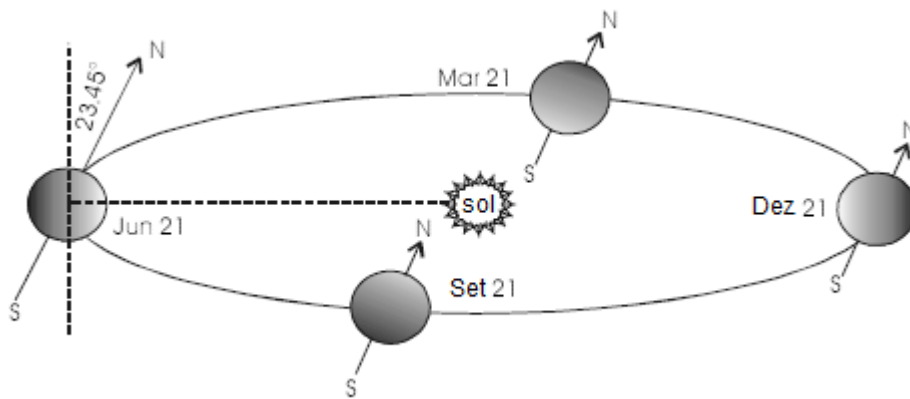


Figura 2.3 *A órbita da Terra e sua declinação em diferentes épocas do ano.*
(Fonte: MESSENGER e VENTRE, 2004 – modificado)

A variação do ângulo δ ao longo do ano interfere na captação da energia solar pelas células fotovoltaicas, pois elas aproveitam somente a componente normal dos raios solares. Para um aproveitamento maior podem ser usados equipamentos que seguem a trajetória do Sol. Outra forma de resolver o problema é manter o painel fixo com uma inclinação igual à latitude, resultando em um aproveitamento, anual, de 97,23% da energia proveniente do sol (SHAYANI, 2006).

O fator de Massa de Ar (AM) especifica quantas vezes da espessura perpendicular da atmosfera a luz solar precisa viajar através da atmosfera terrestre. A relação entre ângulo zenital (θ_z) e Massa de Ar é definida pela Equação 2.1 (MESSENGER e VENTRE, 2004).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2.1)$$

Quando a altitude solar é perpendicular ($\theta_z = 0^\circ$), $AM = 1$, situação correspondente aos equinócios de primavera e outono. O ângulo zenital varia de 0° a 60° devido ao efeito da curvatura da Terra. A Figura 2.4 exemplifica o conceito de Massa de Ar.

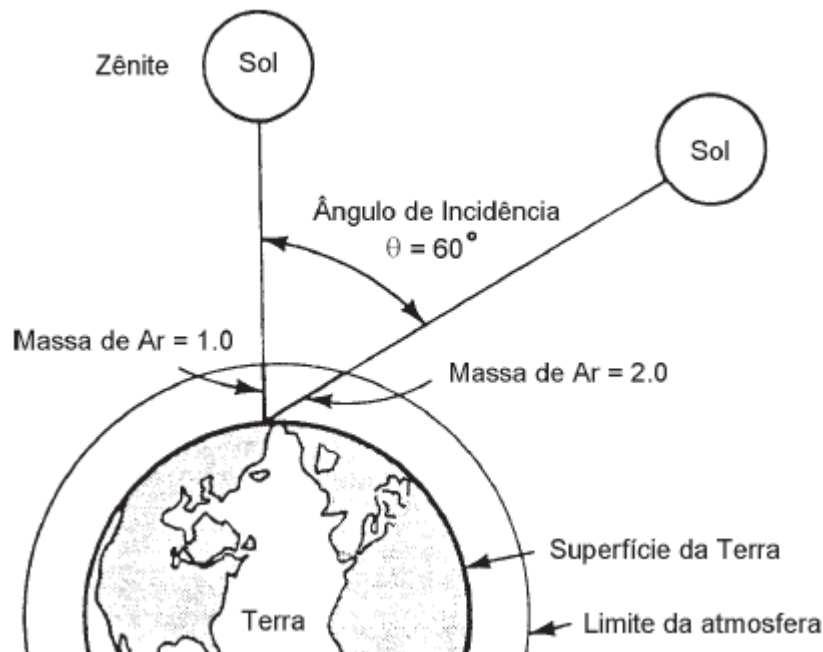


Figura 2.4 *Trajetória dos raios de sol na atmosfera e definição do coeficiente de Massa de Ar (AM).*

(Fonte: CRESESB, 2004 – modificado)

O espectro extraterrestre possui $AM = 0$ e na superfície terrestre é adotado valor típico de $AM = 1,5$. A redução na irradiação ao passar pela atmosfera é evidente e a Figura 2.5 mostra como o espectro solar é influenciado pelo efeito da Massa de Ar.

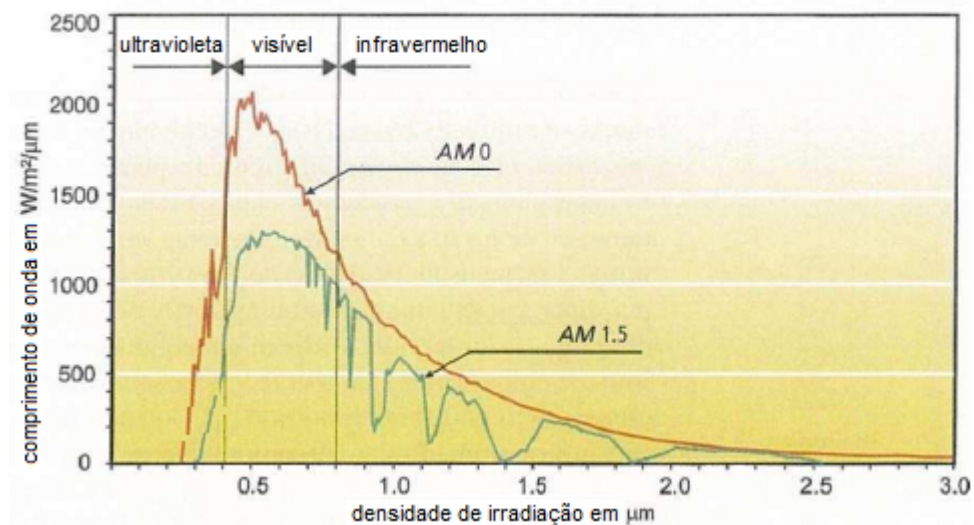


Figura 2.5 *Espectro solar com AM = 0 no espaço e AM = 1,5 na Terra a uma altitude solar de 41,8°.*

(Fonte: JACKSON, 2007 – modificado)

2.3 Energia solar fotovoltaica

Energia solar fotovoltaica é a energia obtida por meio do efeito fotovoltaico. Esse efeito se dá pela conversão direta da luz em eletricidade e pode ser obtido em materiais semicondutores.

2.4 Sistemas fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: isolados, híbridos ou conectados à rede. Dependendo do local a ser utilizado, cada tipo possui uma melhor aplicabilidade. Por exemplo, no caso de regiões de difícil acesso e que não dispõem de rede elétrica, o sistema isolado é, em algumas vezes, a única opção; já em regiões urbanas, o sistema conectado à rede provavelmente será mais eficiente e barato.

2.4.1 Sistemas autônomos

Sistemas não conectados à rede elétrica, isolados e híbridos são também chamados de autônomos. No caso em que a geração é apenas fotovoltaica, o sistema é chamado de isolado. Na existência de outras fontes de geração de energia, como grupo motor-

gerador a *diesel* e turbinas eólicas em conjunto com os módulos fotovoltaicos, o sistema é conhecido como híbrido (CRESESB, 2004).

O sistema isolado requer armazenamento para a garantia de sua autonomia, sendo o meio mais comum de garanti-lo por meio de baterias. Para o controle da carga e descarga, é utilizado um dispositivo chamado de controlador de carga. A geração de energia elétrica é feita pelos módulos fotovoltaicos. No caso de cargas em corrente alternada, é utilizado um inversor de frequência.

A Figura 2.6 mostra uma configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado.

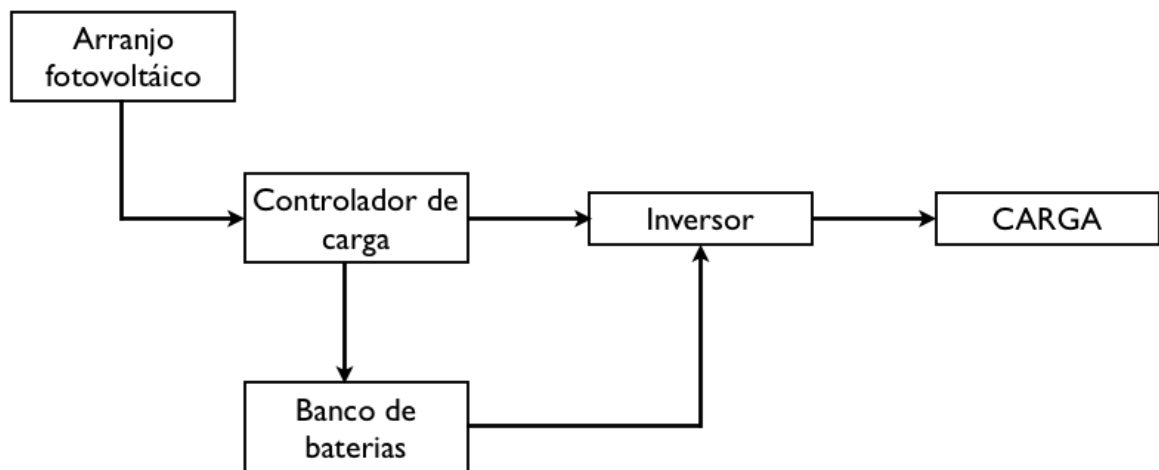


Figura 2.6 *Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado.*

2.4.2 Sistemas conectados à rede

Esta categoria de sistema fotovoltaico é a mais utilizada no mundo, e sua grande vantagem é a não necessidade de armazenamento. O consumo excedente à geração é obtido diretamente da rede elétrica, e a geração excedente é entregue à mesma.

Esses sistemas são constituídos basicamente pelos módulos fotovoltaicos e por inversores que possibilitam o fornecimento de potência à rede de distribuição e às cargas e devem satisfazer algumas exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada (CRESESB, 2004). A Figura 2.7 mostra a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

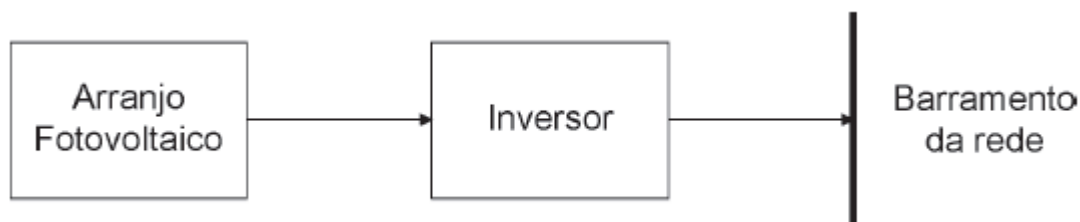


Figura 2.7 *Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede.*

2.5 Componentes básicos

Nesta seção serão descritos os componentes básicos de um sistema fotovoltaico autônomo. O sistema é normalmente composto por três partes básicas: o arranjo dos módulos, o subsistema de condicionamento de potência e o banco de baterias (CRESESB, 2004).

No módulo está localizada a célula solar. O subsistema de condicionamento de potência é composto por controlador de carga e inversor de frequência, responsáveis por converter a saída do arranjo em potência útil e controlar a energia enviada às baterias e às cargas. As baterias têm a função de armazenar a energia elétrica gerada.

2.5.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é a unidade básica de todo o sistema. Ele é composto por células conectadas em arranjos produzindo tensão e corrente. A quantidade de células conectadas em série e (ou) paralelo depende do nível de tensão e corrente desejado no módulo, sendo que essas células devem ser eletricamente compatíveis para assegurar a eficiência global do módulo fotovoltaico. Um exemplo de instalação de módulos fotovoltaicos é mostrado na Figura 2.8.



Figura 2.8 *Módulos fotovoltaicos instalados no telhado do prédio SG-11.*

(Fonte: SILVA, 2010)

A conversão da energia solar em elétrica é obtida por meio do uso de material semicondutor como elemento transformador, conhecido como célula solar ou fotovoltaica. Mas esse material deve passar primeiro por um processo de purificação e em seguida de dopagem para realmente ser conhecido como célula. Os semicondutores se caracterizam-se pela presença de duas bandas de energia: a banda de valência (onde existe a presença de elétrons) e a banda de condução (onde não existem elétrons).

O semicondutor mais utilizado na fabricação das células é o silício, segundo elemento mais abundante no globo terrestre. Sendo assim, têm-se três tipos de células desse material disponíveis no mercado:

- Células de silício monocristalinas;
- Células de silício policristalinas;
- Células de silício amorfo.

As células de silício monocristalinas são cerca de 2% mais eficientes que as policristalinas, contudo estas últimas são mais baratas, já que exigem um processo de preparação das células menos rigoroso. Esses dois tipos de células são mostrados na Figura 2.9. Quanto às células de silício amorfo, estas possuem uma eficiência menor e necessitam de uma área de instalação maior. Por outro lado, possuem um processo de fabricação simples e barato e são mais resistentes ao efeito do sombreamento e altas temperaturas (ARAMIZU, 2010).

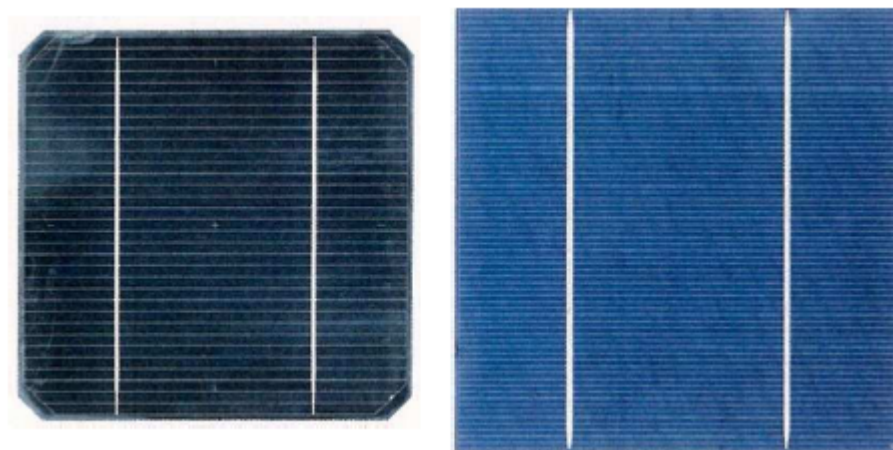


Figura 2.9 *Células fotovoltaicas monocristalina (esquerda) e policristalina (direita).*
(Fonte: ARAMIZU, 2010 - modificado)

Além das células feitas de silício, existem também as células feitas de gálio arsênico (GaAs). Esse material é utilizado para a produção das células de alta eficiência, usado especialmente na tecnologia espacial. As células estudadas em laboratório chegam a atingir eficiências entre 25% e 28%, porém, este tipo de célula possui um custo mais elevado. Outro tipo de tecnologia existente é a de película fina de cobre indio desilenio (CuInSe_2 , ou CIS). A célula relativa a este caso é composta por um filme fino de material policristalino, que experimentalmente chega aos 17% de eficiência. Módulos de grandes dimensões atingem 11% (ARAMIZU, 2010).

Atualmente, existem outras tecnologias de células solares sendo desenvolvidas, principalmente, para reduzir os custos ou aumentar a eficiência da geração da energia fotovoltaica. Mas a ciência ainda encontra um grande impasse: se há o aumento da eficiência, há a elevação do custo. Assim sendo, as aplicações de células solares fotovoltaicas ainda se concentram no uso de células de silício.

Uma única célula de silício produz uma corrente contínua (CC) entre 3 A e 5 A e uma tensão de saída de aproximadamente 0,7 V. Por esse motivo, é necessário agrupar várias células em série e (ou) paralelo para que os valores de tensão e corrente sejam adequados às aplicações desejadas. A combinação de células em série e (ou) paralelo forma um módulo fotovoltaico, e a combinação destes módulos, também em série e (ou) paralelo, dá origem ao painel fotovoltaico, como mostra a Figura 2.10.

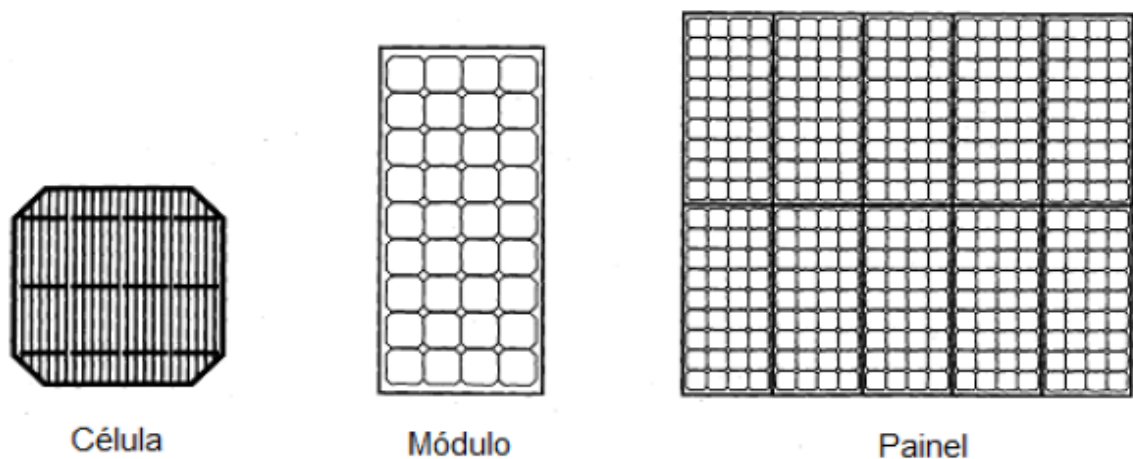


Figura 2.10 *Célula, módulo e painel fotovoltaicos.*

(Fonte: ARAMIZU, 2010)

2.5.1.1 Características do módulo fotovoltaico

As células fotovoltaicas de silício são encapsuladas em módulos. O empacotamento é feito para que fiquem protegidas das intempéries, principalmente da umidade do ar. Antes de serem encapsuladas, as células de um módulo devem ser conectadas em série por meio de tiras de metal soldadas.

Os materiais plásticos mais utilizados para o encapsulamento das células são o E.V.A e o *Tedlar*, que fornecem proteção permanente. O lado frontal à radiação solar incidente é coberto, normalmente, por vidro temperado, promovendo rigidez mecânica e protegendo as células fotovoltaicas. A região posterior à radiação solar incidente é coberta por camadas de materiais tais como: folha de alumínio, plástico *Tedlar* e vidro. Essas camadas fornecem proteção para a parte de trás dos módulos (JACKSON, 2007).

Finalmente uma estrutura metálica auto-portante permite uma montagem rápida dos módulos. Para isso, geralmente se utiliza estrutura de alumínio anodizado. A construção de um módulo é ilustrada na Figura 2.11.

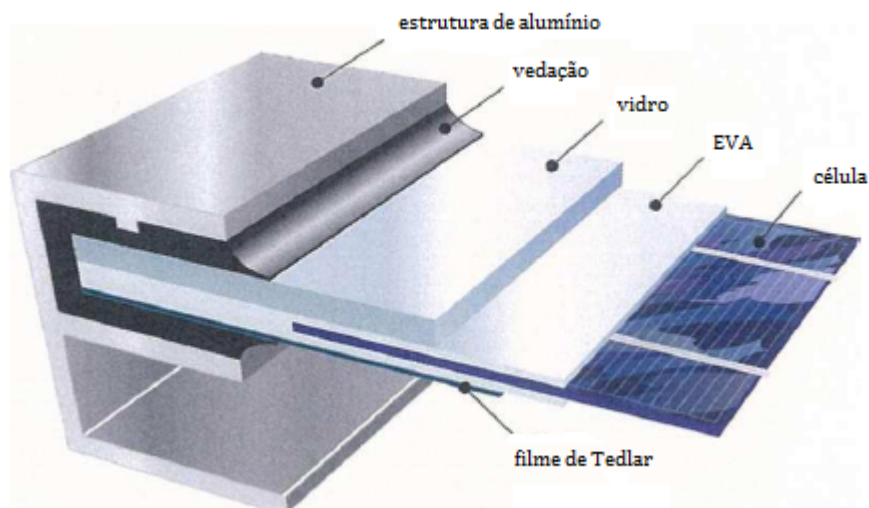


Figura 2.11 *Camadas de construção de um módulo fotovoltaico.*

(Fonte: JACKSON, 2007 – modificado)

A característica de um módulo fotovoltaico, normalmente, é dada por sua potência máxima (P_M), sendo assim o valor considerado o mais importante, quando se trata de caracterizar um determinado módulo. Porém, há outros parâmetros que também apresentam a funcionalidade do mesmo e que devem ser considerados. Entre eles estão:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC});
- Corrente de curto-circuito (I_{SC});
- Tensão de máxima potência (V_{MP});
- Corrente de máxima potência (I_{MP}).

A apresentação desses parâmetros é realizada graficamente para uma única célula fotovoltaica. No Gráfico 2.1, tem-se uma típica curva característica I-V de uma célula fotovoltaica. Nesta, podem ser observados os parâmetros V_{OC} e I_{SC} . No Gráfico 2.2, é apresentado o comportamento da potência em função da tensão. No Gráfico 2.3, verifica-se o ponto de máxima potência e, conseqüentemente, os valores de tensão e corrente nesta condição. Essas curvas foram obtidas nas condições padrões: nível de irradiação solar igual a 1.000 W/m^2 e temperatura de 25°C de operação da célula.

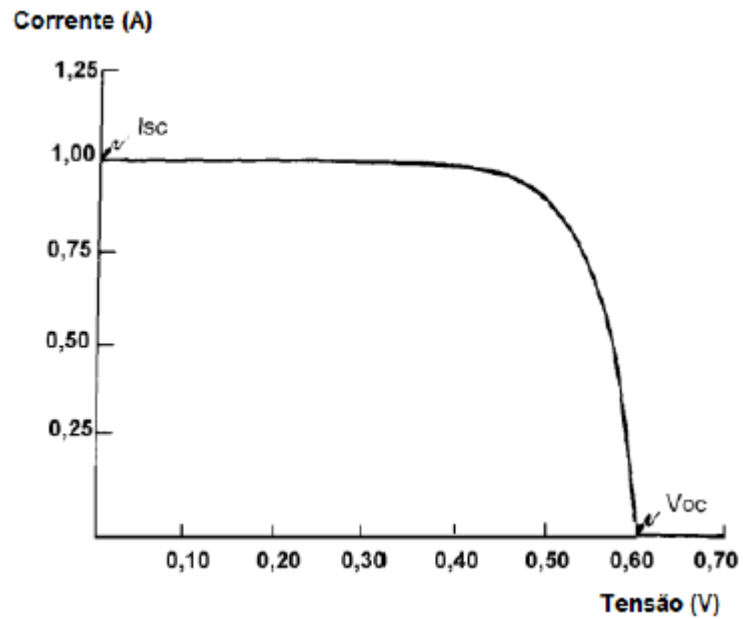


Gráfico 2.1 *Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.*
(Fonte: CRESESB, 2007)

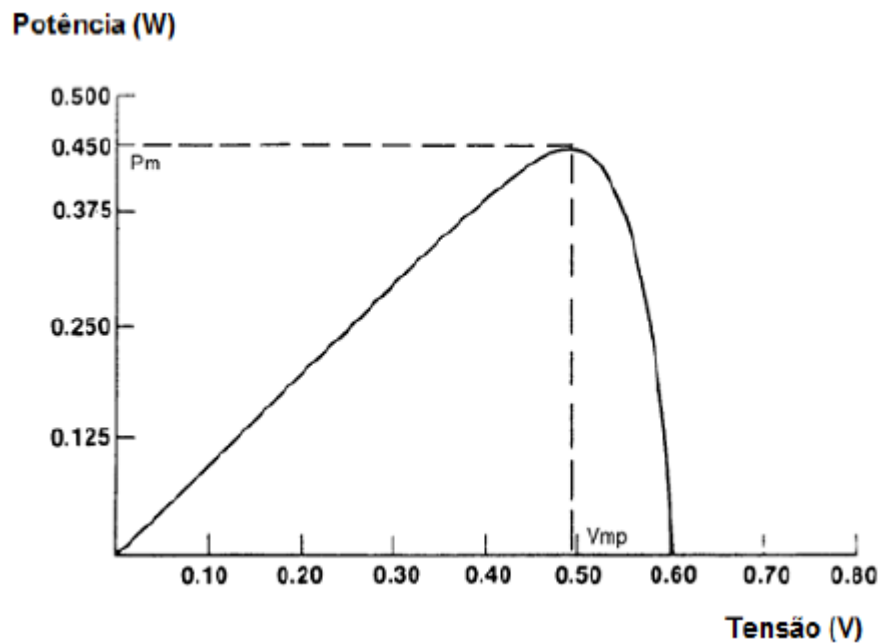


Gráfico 2.2 *Curva típica de potência em função da tensão.*
(Fonte: CRESESB, 2004)

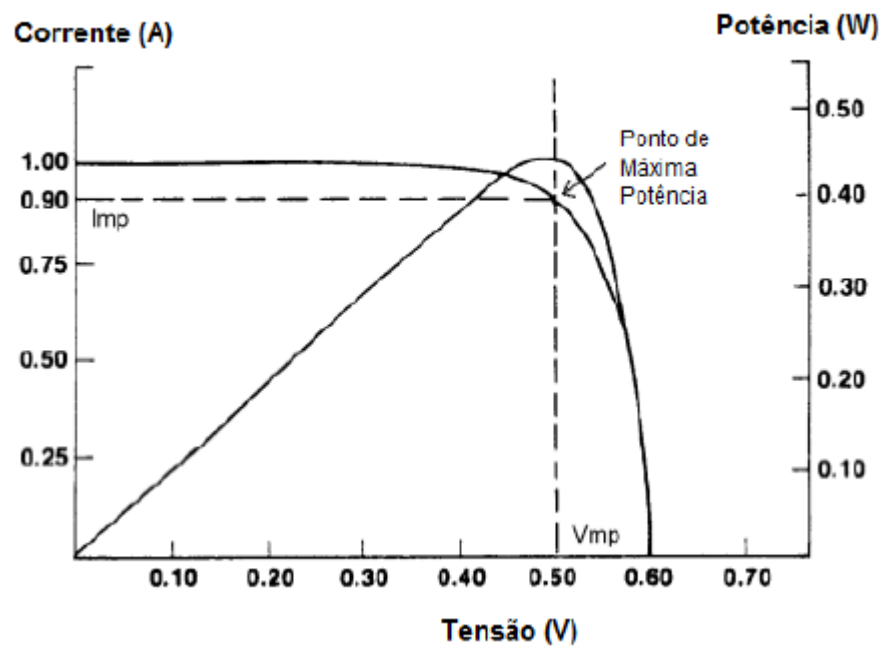


Gráfico 2.3 *Valores de tensão e corrente no ponto de máxima potência.*
(Fonte: CRESESB, 2004)

Quando expostos à luz solar, os módulos fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua. O desempenho desses depende da temperatura de operação da célula fotovoltaica e do nível de irradiação solar a que os módulos estão sujeitos. Nos Gráficos 2.4 e 2.5 são apresentadas curvas características I-V de um módulo fotovoltaico em função dessas variáveis.

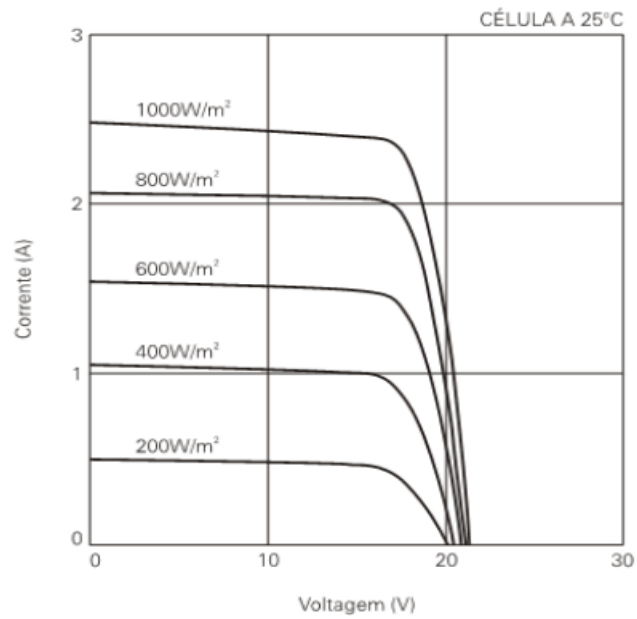


Gráfico 2.4 *Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de radiação solar.*

(Fonte: CRESESB, 2004)

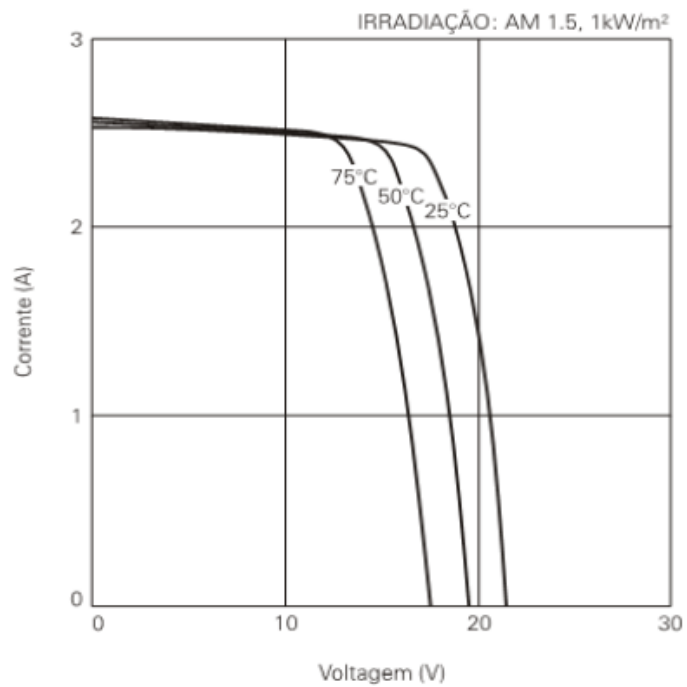


Gráfico 2.5 *Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes temperaturas de operação.*

(Fonte: CRESESB, 2004)

2.5.2 Baterias

As baterias são os elementos armazenadores de energia. A partir delas, é possível alimentar as cargas em condições nas quais não ocorre a produção de energia nos módulos. Esse fato ocorre, por exemplo, à noite, ou durante um dia chuvoso ou nublado. Elas são responsáveis por estabilizar corrente e tensão fornecidas às cargas quando possíveis transitórios ocorrerem na geração. Também têm a função de prover corrente de intensidade maior àquela que o dispositivo fotovoltaico pode entregar (CRESESB, 2004). É o caso de um motor, que, no momento da partida, pode exigir durante alguns segundos uma corrente de intensidade consideravelmente maior que a nominal.

As baterias são classificadas em primárias e secundárias. As baterias primárias são aquelas que não podem ser reutilizadas, uma vez que sua energia já tenha sido esgotada. Já as secundárias são aquelas que podem ser recarregadas por meio da aplicação de uma corrente elétrica em seus terminais. Para sistemas fotovoltaicos, são utilizadas as secundárias, e, em relação ao tipo de bateria utilizada, opta-se pelas baterias estacionárias (ou baterias de ciclo profundo). Ao contrário das baterias automotivas, as baterias estacionárias podem operar com ciclos diários de carga e descarga profundos sem que se prejudique sua vida útil.

Entre as mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos, estão as baterias de chumbo-ácido e as de níquel-cádmio.

- Baterias de Chumbo-Ácido: são as mais usadas devido a sua variedade de capacidades, baixo custo e características de desempenho bem estabelecidas.
- Baterias de Níquel-Cádmio: possuem vantagens em relação às baterias de chumbo-ácido: longo tempo de vida, pequena manutenção, sobrevivência a excessivas sobrecargas, excelente capacidade de retenção a baixas temperaturas e a não necessidade de ter uma tensão de regulação de carga. As desvantagens mais críticas dessas baterias são o seu elevado custo e a sua limitada utilidade comparativamente com as baterias de chumbo-ácido.

2.5.3 Controladores de carga

Quando um equipamento é ligado à bateria, a quantidade de energia elétrica armazenada nela diminui à medida que o tempo passa. Para evitar que a bateria se descarregue por completo nos períodos longos sem insolação e de grande consumo, ou seja, tenha uma descarga profunda, é conveniente instalar um controlador de carga (ou regulador de carga) (CRESESB, 2004).

Esse equipamento monitora a carga da bateria e impede que a mesma se descarregue completamente, aumentando assim sua vida útil. Já em períodos de grande insolação e pequeno consumo de energia, a bateria tende a se carregar em excesso, aumentando a sua tensão e reduzindo a sua vida útil. O controlador de carga evita este excesso desconectando o módulo.

Os reguladores de carga podem dividir-se em três grupos principais:

- Reguladores em série: desconectam os painéis das baterias quando a tensão atinge um determinado valor pré-fixado, voltando a fechar o circuito após uma redução de tensão. O interruptor utilizado pode ser um dispositivo eletromecânico, como um relé, ou estático, como um transistor.
- Reguladores *shunt* (derivação): reduz continuamente a potência do módulo, a partir do momento em que é atingida a tensão máxima de carga da bateria. Neste caso, como o gerador continua a gerar energia, a corrente é regulada e curto-circuitada por meio de um elemento shunt (elemento controlador). A energia não aproveitada é então dissipada sob a forma de calor.
- Reguladores de ponto de potência máxima (MPPT ou *Maximum Power Point Tracking*): dado que a tensão da bateria determina o ponto operacional da curva característica do gerador fotovoltaico e que, por esse motivo, o gerador fotovoltaico raramente funciona no ponto MPP, os controladores de carga *shunt* e série nem sempre conseguem obter o melhor aproveitamento da energia solar disponível. Isso pode ser evitado utilizando-se um sistema de rastreamento MPP, que consiste essencialmente num conversor CC/CC regulado. A regulação é executada pelo rastreador MPP, que em instantes de tempo determinados varre a curva

característica I-V do gerador fotovoltaico e determina o ponto MPPT. O conversor CC/CC é então regulado de modo a tomar a máxima potência disponível do gerador fotovoltaico, ajustando por outro lado o sinal de saída em função da tensão de carga da bateria.

2.5.4 Inversores

O inversor, ou conversor CC-CA, é o dispositivo responsável pela conversão de grandezas de corrente contínua (CC), que se encontram na saída do painel solar, em grandezas de corrente alternada (CA). Este tipo de conversão é normalmente necessária, já que a maioria dos equipamentos elétricos atuais são alimentados por tensão CA. O controle deste dispositivo é, geralmente, realizado via modulação por largura de pulso (PWM) (CRESESB, 2004).

É importante notar que os inversores devem fornecer um sinal adequado para que o funcionamento dos equipamentos alimentados não seja afetado e também para evitar que, quando o sistema fotovoltaico estiver ligado à rede elétrica, a qualidade da tensão não seja prejudicada por harmônicos.

Os inversores podem ser divididos em três categorias:

- Onda quadrada: uso não recomendado;
- Onda senoidal modificada: aceitável para a maioria das aplicações. Por não produzir energia com a mesma qualidade dos inversores de onda senoidal pura seu uso fica restrito aos sistemas independentes e de custo inferior;
- Onda senoidal pura: para aplicações especiais com distorção menor que 5%. Utilizados em sistemas ligados à rede.

2.6 Considerações finais

As noções básicas de radiação solar e de sistemas fotovoltaicos são imprescindíveis para a formulação do capítulo seguinte, no qual são descritos os materiais e métodos utilizados no trabalho. O posicionamento dos painéis fotovoltaicos e características

elétricas dos módulos fotovoltaicos, por exemplo, foram analisados para a formulação do programa desenvolvido.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Considerações iniciais

O estudo em questão é uma programação feita em Excel que utiliza valores de insolação e de temperatura de anos passados na cidade de Brasília e uma dada curva de carga para fornecer informações sobre o sistema fotovoltaico, como gráfico de geração do sistema, número de quedas de energia, curva de carga da bateria e as quantidades dos componentes que formam o sistema. Essas informações servirão de base para um usuário na hora de decidir se a instalação do sistema é viável ou não.

Inicialmente, serão explicados os dados usados como entrada para o programa.

3.2 Materiais

3.2.1 Dados

3.2.1.1 Dados de temperatura e de insolação do INMET (LOPES, 2011)

Os dados de insolação e de temperatura ambiente foram obtidos pela Estação Brasília do Instituto de Meteorologia (INMET) dos anos de 2000 a 2009. Esta estação, do tipo meteorológica de superfície automática, é composta de uma unidade de memória central ligada a sensores que medem: pressão atmosférica, temperatura, umidade relativa do ar, precipitação, irradiação solar, direção e velocidade do vento, transmitindo os dados automaticamente de hora em hora.

Os dados de insolação correspondem à média de radiação solar de hora em hora, para os 10 anos em questão, captados por uma superfície inclinada em relação à horizontal por um ângulo igual à latitude de Brasília.

Os dados de temperatura foram fornecidos em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$), e os de irradiação foram fornecidos em quilojoules por metro quadrado (kJ/m^2), tendo estes que serem transformados para watts por metro quadrado (W/m^2) para aplicação na fórmula de

estimação da geração. Os dados obtidos passaram por uma depuração, uma vez que estes apresentavam vários valores nulos ou negativos, segundo os seguintes critérios:

- Dias que apresentaram quatro ou mais medições nulas em irradiância solar ou em temperatura foram descartados;
- Medições nulas foram desconsideradas;
- Irradiâncias com valor negativo foram substituídas pelo valor zero. As com valores maiores do que a constante solar (1.367 W/m^2) tiveram seus valores excluídos.

Após estas depurações, foi calculada a irradiação média para cada hora do ano e estas médias foram usadas para substituir os dados que faltavam.

3.2.1.2 Curvas de carga

Com o intuito de analisar diferentes cenários, o sistema em estudo levou em consideração dois modelos de curva de carga distintos: comercial e residencial de alto consumo. O primeiro é baseado nos dados de unidades consumidoras cujo consumo ultrapassa 5.000 kWh por mês, e o segundo é baseado em unidades com faixa de consumo entre 500 e 1.000 kWh por mês, sendo ambos os modelos subdivididos em dias úteis, sábado e domingo. As Tabelas 3.1 e 3.2 abaixo fornecem os dados horários de demanda em quilowatts (kW) e de desvio-padrão para dias úteis dos modelos de curva de carga usados.

Tabela 3.1 - Demanda e desvio-padrão para curva de carga comercial em dias úteis.

Horário	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h
Demanda (kW)	23,6	23,6	22,9	23,1	23,6	23,6	22,9	23,1	51,3	56,3	62,9	67,2
Desvio-padrão (kW)	8,5	8,9	8,1	8,5	9,2	7,5	9,4	5,0	9,4	11,0	12,5	13,4
Horário	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
Demanda (kW)	65,9	68,7	72,4	71,8	69,7	55,7	37,0	30,5	27,8	26,5	26,1	24,0
Desvio-padrão (kW)	13,0	16,1	17,1	17,5	14,4	12,3	8,7	13,3	8,8	8,2	9,1	8,0

Tabela 3.2 - *Demanda e desvio-padrão para curva de carga residencial de alto consumo em dias úteis.*

Horário	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h
Demanda (kW)	45,0	36,7	33,7	30,7	30,1	33,3	37,8	55,9	54,7	46,8	52,2	59,0
Desvio-padrão (kW)	28,3	20,8	20,3	18,6	19,2	20,6	23,1	38,4	37,9	21,9	25,0	28,4
Horário	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
Demanda (kW)	55,7	54,6	55,2	52,6	52,3	58,1	69,1	77,3	74,6	69,5	65,6	54,6
Desvio-padrão (kW)	24,6	22,8	25,6	24,3	24,0	28,0	29,9	33,2	30,3	27,3	31,9	28,0

O Gráfico 3.1 representa as curvas de carga comerciais utilizadas sobrepostas.

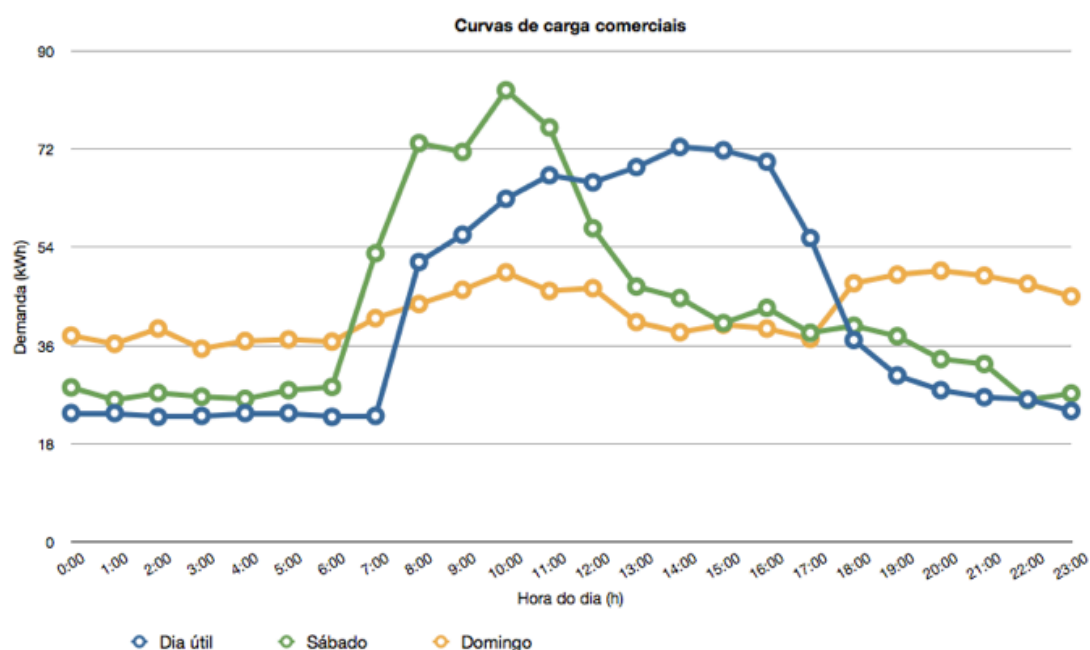


Gráfico 3.1 *Curvas de carga da unidade comercial para dias úteis, sábados e domingos.*

O Gráfico 3.2 representa as curvas de carga residenciais utilizadas sobrepostas.

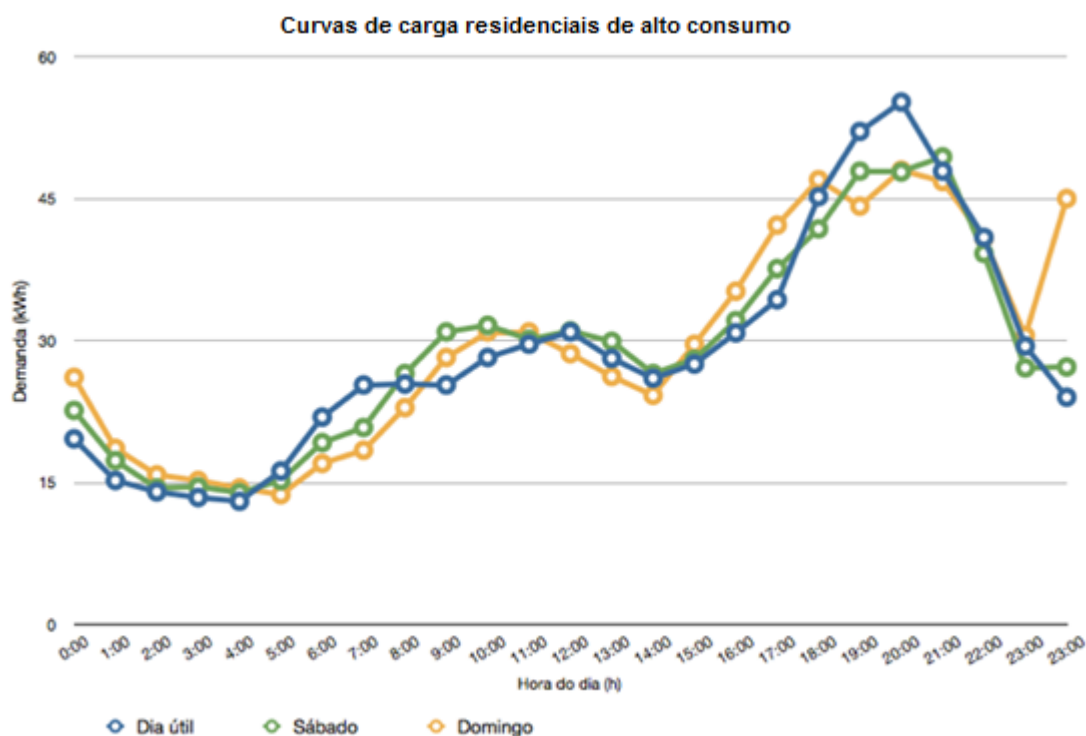


Gráfico 3.2 *Curvas de carga da unidade residencial de alto consumo para dias úteis, sábados e domingos.*

Para as simulações realizadas no programa, foram determinados os modelos acima citados e, em seguida, foi feita a transformação dos dados das curvas em p.u.. A curva foi então colocada em função do consumo mensal das unidades, de forma que se pudessem criar simulações para diferentes consumos.

Caso se deseje simular uma curva de carga específica, também é possível a entrada dos dados inserindo-se os dados de demanda horária, em kW, um a um para dias úteis, sábados e domingos.

3.2.2 Equipamentos

A escolha dos equipamentos é de fundamental importância para o bom funcionamento do sistema, em que se deve atentar para as especificações de cada um para ligá-los entre si. Para a simulação do sistema em questão, foram escolhidos os seguintes equipamentos:

3.2.2.1 Painéis fotovoltaicos

Na escolha do painel a ser usado, buscou-se aquele que apresentasse a maior potência de saída, buscando uma maior eficiência do sistema, com a menor tensão nominal, com o intuito de economizar no número de baterias necessárias, sendo escolhido o modelo RWE Schott ASE 300-DGF/17.



Figura 3.1 *Painéis solares Schott ASE 300-DGF/17.*

As especificações são listadas na Tabela 3.3:

Tabela 3.3 - *Especificações do painel solar Schott ASE 300-DGF/17.*

Potência máxima ($P_{\text{máx}}$)	300 W
Eficiência	12,36 %
Tensão nominal (V_{nom})	12 V
Tensão de máxima potência (V_{mp})	17,2 V
Corrente nominal (I_{nom})	17,4 A
Dimensões	1892 mm x 1283 mm
Área	2,427436 m ²
NOCT	45 °C
Coeficientes de Temperatura:	

Potência:	-0,47 %/°C -1,41 W/°C
Tensão (V_{oc}):	-0,38 %/°C
Corrente (I_{sc}):	0,1 %/°C

3.2.2.2 Controladores de carga

De modo a atender à hipótese (b) para aplicação das Fórmulas 3.1 e 3.2, foi necessário escolher um controlador de carga que possuísse seguidor de máxima potência e cujas especificações de tensão e corrente permitissem a instalação deste junto aos painéis e ao banco de baterias. O modelo escolhido foi o Outback FLEXmax™ 80.



Figura 3.2 Controlador de carga Outback FLEXmax™ 80.

As especificações são listadas na Tabela 3.4:

Tabela 3.4 - Especificações do controlador de carga Outback FLEXmax™ 80.

Configurações de tensão	12, 24, 36, 48 e 60 V _{DC}
Máxima tensão de circuito aberto do arranjo	145 V _{DC}
Máxima corrente de saída (@ 40°C)	80 A
Consumo médio em espera	Menos de 1 W

Eficiência de conversão de potência (@ 80A, 48Vdc)	97,5 %
Peso	5,56 kg
Maximum Power Point Tracking (MPPT)	Sim

3.2.2.3 Inversores

Para a escolha do inversor foram levados em conta: a potência suportada pelo equipamento, de modo a suprir as curvas de geração e de demanda; os alcances de tensão e de corrente de entrada, de modo a suportar os painéis e o banco de baterias; e a frequência de saída, que deve ser de 60 Hz, visando suprir uma residência convencional. O modelo escolhido foi o XANTREX SW4024.



Figura 3.3 *Inversor XANTREX SW4024.*

As especificações são listadas na Tabela 3.5:

Tabela 3.5 - *Especificações do inversor XANTREX SW4024.*

Tensão de entrada AC	120 V _{AC}
Alcance da tensão de entrada AC	80 - 149 V _{AC}
Corrente de entrada AC	60 A Carga: 30 A
Potência contínua (@ 25°C)	4000 VA
Eficiência (pico)	94 %
Tensão de saída (RMS)	120 V _{AC}

Frequência	60 Hz
Corrente de saída contínua (@ 25°C)	33 A _{AC}
Peso	48 kg

3.2.2.4 Baterias

Para a escolha do tipo de bateria, buscou-se um modelo cuja tensão nominal fosse a mesma dos painéis fotovoltaicos (12 V) e com a maior capacidade nominal possível. O modelo escolhido foi o Mastervolt AGM 270Ah.



Figura 3.4 Baterias Mastervolt AGM 270 Ah.

As especificações são listadas na Tabela 3.6:

Tabela 3.6 - Especificações do banco de baterias Mastervolt AGM 270 Ah.

Tensão nominal	12 V
Capacidade nominal (C20)	270 Ah
Número de células por bateria	6
Máxima corrente de carga	76,5 A
Máxima corrente de descarga	255 A
Peso aproximado	73 kg

Para uma melhor análise do banco de baterias também foram considerados os regimes de descarga como listados na Tabela 3.7, onde cada regime indica a capacidade nominal da bateria sob uma descarga durante um período entre 1 e 20 horas:

Tabela 3.7 - *Regimes de capacidade nominal do banco de baterias a 25 °C.*

C20	270 Ah
C10	255 Ah
C5	229 Ah
C3	214 Ah
C1	176 Ah

A temperatura é também um fator importante na determinação da capacidade da bateria, como mostra a Tabela 3.8:

Tabela 3.8 – *Capacidade percentual das baterias em relação à capacidade nominal, de acordo com a temperatura ambiente.*

Temperatura	Capacidade
0°C	86 %
20°C	97 %
25°C	100 %
40°C	103 %

3.2.3 Área de instalação dos painéis

Um fator limitante importante na instalação de um sistema fotovoltaico é a área disponível para instalação dos painéis, pois além do espaço físico necessário, estes devem ser orientados de forma a obter um melhor aproveitamento dos raios solares.

O modo de instalação normalmente utilizado é feito inclinando-se os painéis numa graduação igual à latitude do local, apontando-os sempre em direção à linha do

Equador, isto é, para o norte verdadeiro no caso de estarem no hemisfério sul e o inverso no caso de estarem no hemisfério norte. Isto faz com que ao meio-dia solar os raios mais intensos incidam perpendicularmente à área do painel, gerando uma maior conversão de energia.

Mas, como dito, este posicionamento deve ser estudado para cada sistema, considerando-se, por exemplo, seu perfil de carga e seu sistema de armazenamento. Existem casos em que o sistema de armazenamento possui eficiência reduzida e, para determinadas curvas de carga, a alteração do ângulo azimutal do painel gera um aumento do rendimento global do sistema. (SHAYANI, 2006)

3.2.4 Planilha Excel

O programa Microsoft Excel foi a ferramenta utilizada para a manipulação dos dados de insolação e temperatura, curvas de carga e para a programação das variáveis do sistema. O Microsoft Excel é um programa de planilha eletrônica que possui ferramentas de cálculo e de construção de gráficos, entre outros recursos.

3.3 Metodologia

O diagrama mostrado na Figura 3.5 ilustra o modo de operação da ferramenta:

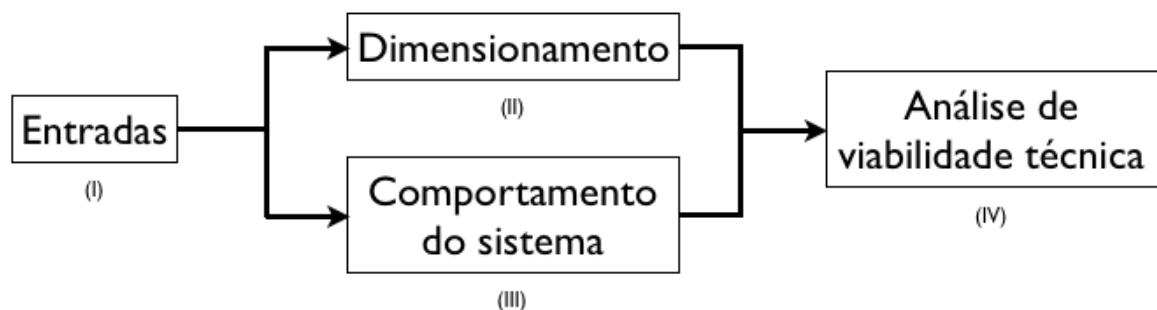


Figura 3.5 *Diagrama de operação da ferramenta.*

- Entradas (I):

- Número de painéis ou área disponível;
 - Consumo mensal e curva de carga;
 - Tensão do sistema.
- Dimensionamento (II):
 - Número de painéis em série e em paralelo;
 - Tensão e corrente nominais do arranjo fotovoltaico;
 - Quantidade de controladores e inversores;
 - Quantidade de baterias em série e em paralelo e capacidade total do banco.
- Comportamento do sistema (III):
 - Curvas de geração dos painéis de hora em hora;
 - Curva de demanda do consumidor de hora em hora;
 - Curva de energia disponível no banco de baterias de hora em hora;
 - Número de quedas no sistema e de horas sem energia.
- Análise de viabilidade técnica (IV):
 - Estudo de viabilidade técnica do sistema pelo usuário através dos dados fornecidos pela ferramenta.

A fórmula utilizada pelo Excel traça a curva de geração horária dos painéis fotovoltaicos, utilizando para o cálculo os dados obtidos pelo INMET de radiação e temperatura, o número de painéis e algumas especificações destes. Para isso, considera-se que todos os painéis estão orientados apontando para a linha do Equador e espaçados de forma que um não faz sombra sobre o outro.

O modelo utilizado para elaboração desta fórmula baseia-se nas seguintes hipóteses (ALBUQUERQUE E BITTENCOURT apud SEVERINO, 2008): (a) todos os painéis são idênticos entre si e operam com a mesma radiação e a mesma temperatura; (b) o sistema sempre opera no ponto de máxima potência; (c) a temperatura dos painéis

depende exclusivamente da radiação e da temperatura ambiente; e (d) não há perdas nos painéis devido a sujeira sobre estes nem perdas nos condutores.

Considerando-se estas hipóteses, foram utilizados os dados de temperatura ambiente e de radiação solar de hora em hora para determinar a temperatura das células a cada hora ao longo dos anos, utilizando-se a fórmula a seguir (MESSENGER E VENTRE; LORENZO ET AL. apud SEVERINO, 2008):

$$T_{cel} = T_a + G \times \frac{(NOCT-20)}{800} \quad (3.1)$$

em que:

T_{cel} é a temperatura da célula em operação, em °C;

T_a é a temperatura ambiente, em °C;

G é a radiação solar, em W/m²;

$NOCT$ é a temperatura nominal de operação das células, em °C;

Uma amostra dos dados de temperatura e irradiação fornecidos pelo INMET, usados para o cálculo da temperatura das células fotovoltaicas (T_{cel}) é apresentada no Anexo 1.

A Figura 3.6 mostra alguns dados de temperatura ambiente de hora em hora calculados pelo Excel:

	A	B	C	D	G	H	I
1							
2				Valores Médios			
3	Mês	Dia	Hora	Temperatura	Irradiação	Tcel	
4	Jan	1	0:00	19.91953488	0	19.91953488	
5	Jan	1	1:00	19.64186047	0	19.64186047	
6	Jan	1	2:00	19.34465116	0	19.34465116	
7	Jan	1	3:00	19.17860465	0	19.17860465	
8	Jan	1	4:00	19.00934579	0	19.00934579	
9	Jan	1	5:00	18.84859813	0	18.84859813	
10	Jan	1	6:00	18.7	0.2	18.70625	
11	Jan	1	7:00	19.66857143	51	21.26232143	
12	Jan	1	8:00	20.8464455	185.8	26.6526955	
13	Jan	1	9:00	22.0271028	360.7	33.2989778	
14	Jan	1	10:00	23.16431925	524.2	39.54556925	
15	Jan	1	11:00	24.04626168	650.6	44.37751168	
16	Jan	1	12:00	24.64651163	692.9	46.29963663	
17	Jan	1	13:00	24.97395349	708.2	47.10520349	
18	Jan	1	14:00	25.04158879	641.4	45.08533879	
19	Jan	1	15:00	24.78317757	513.5	40.83005257	
20	Jan	1	16:00	24.45934579	403.6	37.07184579	

Figura 3.6 Cálculo dos dados de temperatura das células de hora em hora.

Determinada a temperatura das células de hora em hora, foram usados os dados obtidos para estimar a potência gerada pelo sistema segundo a equação (MESSENGER E VENTRE; LORENZO ET AL. apud SEVERINO, 2008):

$$P_{sist} = N \times \frac{G}{1.000} \times [P_{máx} + \mu_p \times (T_{cel} - 20)] \quad (3.2)$$

em que:

P_{sist} é a potência em watts gerada pelo sistema fotovoltaico;

N é o número de módulos do sistema;

G é a radiação solar em W/m^2 ;

$P_{m\acute{a}x}$ é a máxima potência gerada por módulos sob CPT (radiação solar de 1.000 W/m², AM 1,5 e células a uma temperatura de 25 °C).

μ_p é o coeficiente de variação de potência máxima do módulo em relação à temperatura, em W/°C;

T_{cel} é a temperatura calculada para as células fotovoltaicas;

Para os painéis utilizados, tem-se $P_{m\acute{a}x} = 300$ W, $NOCT = 45^\circ\text{C}$ e $\mu_p = -1,41$ W/°C.

A Figura 3.7 mostra alguns dados de potência gerada de hora em hora calculados pelo Excel:

	A	B	C	D	E	F
1	Ano 2012				Geração Painei	
2	Mês	Dia		Hora	Média	
3	Jan	1	domingo	0:00	0	
4	Jan	1	domingo	1:00	0	
5	Jan	1	domingo	2:00	0	
6	Jan	1	domingo	3:00	0	
7	Jan	1	domingo	4:00	0	
8	Jan	1	domingo	5:00	0	
9	Jan	1	domingo	6:00	1.235497	
10	Jan	1	domingo	7:00	311.3755	
11	Jan	1	domingo	8:00	1106.141	
12	Jan	1	domingo	9:00	2079.785	
13	Jan	1	domingo	10:00	2930.181	
14	Jan	1	domingo	11:00	3548.082	
15	Jan	1	domingo	12:00	3741.21	
16	Jan	1	domingo	13:00	3807.732	
17	Jan	1	domingo	14:00	3485.107	
18	Jan	1	domingo	15:00	2851.77	
19	Jan	1	domingo	16:00	2284.204	
20	Jan	1	domingo	17:00	1586.789	
21	Jan	1	domingo	18:00	772.0007	
22	Jan	1	domingo	19:00	137.0327	
23	Jan	1	domingo	20:00	0	
24	Jan	1	domingo	21:00	0	
25	Jan	1	domingo	22:00	0	
26	Jan	1	domingo	23:00	0	

Figura 3.7 Cálculo dos dados de potência gerada de hora em hora.

Observando-se os dados de geração para o dia 1º de janeiro, nota-se que esta é nula de 20h às 5h, uma vez que não há sol neste período, e máxima no período de 12h a 13h, devido à máxima insolação.

Seguindo a mesma linha de pensamento, foi criada uma forma de estimar a carga da bateria de hora em hora. Inicialmente, foi utilizado o “método de dimensionamento do banco de baterias” (SHAYANI, 2006) para obter a capacidade total deste.

A primeira etapa do dimensionamento do banco de baterias consiste em determinar a capacidade total do arranjo fotovoltaico. Para isto multiplica-se o número de módulos em paralelo pela corrente nominal de cada módulo. Então a corrente nominal do arranjo dada em ampères é:

$$(\text{módulos em paralelo}) \times I_{\text{nominal}} = I_{\text{arranjo}} \quad (3.3)$$

Usa-se um fator de correção do módulo, prevendo perdas entre os módulos mal conectados, acúmulo de poeira e outros fatores que podem ocorrer nas condições de campo. Para o módulo do tipo cristalino, o valor padrão é 0,9 (CRESESB, 1999). A corrente nominal considerando o fator de correção é dada por:

$$I_{\text{arranjo}} \times 0,9 = I_{\text{corrigida}} \quad (3.4)$$

No mês com a menor irradiação é obtido a menor relação diária de energia entre o arranjo (A) e a carga (L) representada por A:L. E é neste caso que se tem a disponibilidade mensal garantida, que é a quantidade mínima de energia que o sistema é capaz de fornecer à unidade consumidora, em qualquer mês (ANEEL, 2004).

Com as médias dos dados do INMET foram obtidos os valores mensais de irradiação solar apresentados na Tabela 3.1. Através desses valores é possível calcular o número de horas de sol pico, que é definido como o tempo em horas de uma irradiação hipotética solar constante de 1000 W/m². Para o cálculo da disponibilidade mensal garantida é usado o menor valor, que se dá no mês de novembro, como indica a Figura 3.8.

	Irradiação	Horas sol pico
	(Wh/m².dia)	(h/dia)
Janeiro	5158.8	5.1588
Feveiro	5384.9	5.3849
Março	5156.8	5.1568
Abril	4954.9	4.9549
Maio	4869.2	4.8692
Junho	4995.6	4.9956
Julho	4982.9	4.9829
Agosto	5564.6	5.5646
Setembro	5643.8	5.6438
Outubro	5529	5.529
Novembro	4716.2	4.7162
Dezembro	5135.4	5.1354

Figura 3.8 Valores mensais de irradiação solar e horas de sol pico.

Multiplicando as horas de sol pico pela corrente calculada em (3.4) é obtida a disponibilidade mensal garantida [Ah]:

$$\text{Disponibilidade mensal garantida} = I_{\text{corrigida}} \times 4,7162 \quad (3.5)$$

Adotando a relação A:L de 1,3, é obtida a disponibilidade de Ah para a carga no mês crítico:

$$\frac{\text{Disponibilidade mensal garantida}}{1,3} = \text{Disponibilidade para a carga} \quad (3.6)$$

Subtraindo (3.6) de (3.5), é obtida a disponibilidade de Ah para a recarga das baterias no mês crítico:

$$(\text{Disp. mensal garantida}) - (\text{Disp. para carga}) = \text{Disp. recarga bateria} \quad (3.7)$$

A vida útil das baterias varia com a profundidade de descarga. Para uma descarga diária de 20% ou 25% a vida útil pode variar de 5 a 4 anos dependendo da bateria. A profundidade de descarga pode ser definida como a quantidade de ampère-hora removida do banco de baterias completamente carregado, expressa como uma porcentagem de sua capacidade (ABNT, 1999).

Para atendimento diário da carga com descarga de 25% é dividido (3.6) por 0,25:

$$\frac{(Disp.para\ carga)}{0,25} = (Atend.\ diário\ da\ carga) \quad (3.8)$$

A quantidade de dias de autonomia do sistema deve ser definida, para o cálculo do tamanho da bateria. A autonomia mínima de projeto deve ser de dois dias (ANEEL, 2004 e ABNT, 1999).

As baterias do tipo chumbo-ácido não podem ser completamente descarregadas, pois isso as danifica. A profundidade de descarga máxima permitida, conforme especificação do fabricante é de 80%.

Carga a ser atendida durante 2 dias de autonomia com 80% de descarga da bateria:

$$\frac{(Disp.para\ carga) \times 2}{0,80} = (Atend.\ 2\ dias\ autonomia) \quad (3.9)$$

Comparando os valores calculados em (3.8) e (3.9), nota-se que em (3.8) o valor obtido será sempre maior, devendo então usá-lo para o cálculo do dimensionamento. O sistema terá uma autonomia maior do que 2 dias.

As baterias possuem autodescarga, que é a descarga do banco de baterias devido a reações químicas internas com um valor típico de 2,5% por semana (ABNT, 1999).

A disponibilidade diária levando em consideração a autodescarga de 0,36% no dia é:

$$\frac{(Atend.\ diário\ da\ carga)}{1-0,0036} = (Atend.\ diário\ com\ autodescarga) \quad (3.10)$$

O último fator a ser considerado no dimensionamento é a respeito das incertezas na determinação do consumo em condições adversas de operação. A prática usual em projetos é adicionar uma margem entre 10% e 25% na capacidade, neste caso será considerado um fator de segurança de 10%.

Assim, o valor final da capacidade desejada do banco de baterias é dado por:

$$(\textit{Atend. diário com autodescarga}) \times 1,10 = (\textit{Valor final}) \quad (3.11)$$

Com este valor final é então calculada a quantidade de baterias que o sistema necessitará. Para determinar o número de baterias em paralelo, é dividido o valor final (3.11) pela capacidade nominal de uma bateria. E o número de baterias em série é obtido dividindo-se a tensão CC do sistema (tensão de saída do arranjo fotovoltaico) pela tensão nominal de uma bateria. Esse dois valores são arredondados para cima pelo programa.

Uma vez obtidos os dados de potência gerada de hora em hora e a curva de carga, é possível relacioná-las, de modo a compreender o sistema. Embora, considerando que a geração fotovoltaica só ocorre com a incidência de luz solar, ou seja, durante o dia, é necessário também um bom dimensionamento do banco de baterias para suprir a demanda durante a noite.

Considerou-se, então, que o banco de baterias supre a carga sempre que a geração for insuficiente, de modo que a energia disponível na bateria numa determinada hora é dada pela energia disponível na hora anterior menos a energia fornecida à carga. Caso a geração dos painéis seja superior à demanda da carga na hora anterior, a energia disponível é obtida somando-se o excedente de geração.

Enfim, com o auxílio das três curvas, é possível traçar o funcionamento do sistema, de modo a examinar quando e em quais dias a geração foi inferior ao consumo, se o banco de baterias foi suficiente para suprir a carga durante a noite, se a energia gerada pelos painéis foi capaz de suportar os picos de demanda, de recarregar as baterias, quantas vezes o sistema caiu, entre outras análises. As perdas consideradas serão explicadas no próximo tópico.

Foi definido o método de operação do sistema segundo a Figura 3.9.

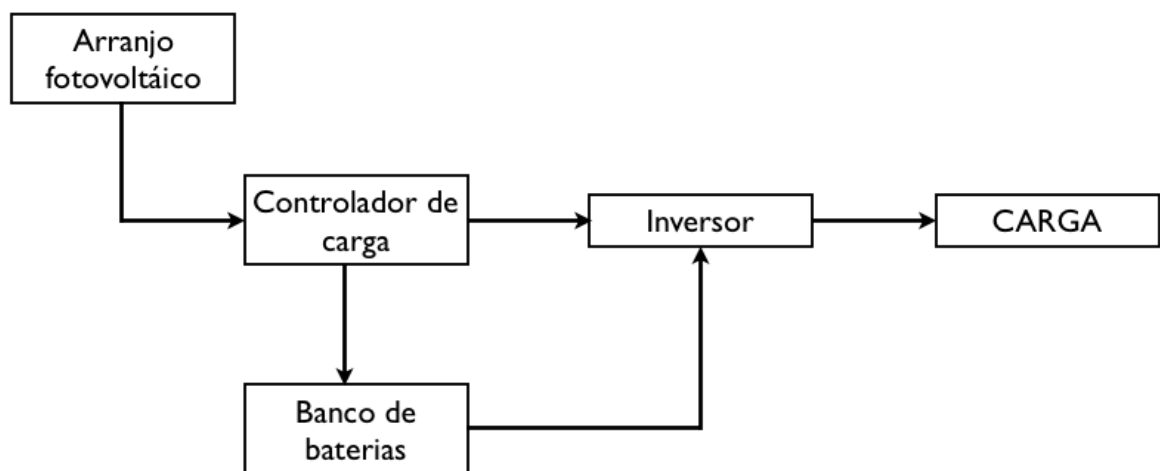


Figura 3.9 *Diagrama de operação do sistema fotovoltaico.*

De acordo com o diagrama, a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos pode alimentar a carga diretamente, o que ocorre quando essa energia gerada é maior ou igual à demanda da carga, ou carregar o banco de baterias, o que ocorre quando a geração excede a demanda da carga. No caso de a geração ser nula ou insuficiente para atender a carga, o banco de baterias atua para suprir a carga ou para complementar a geração dos painéis.

No programa desenvolvido, foram criadas equações no Excel para simular o funcionamento descrito acima. O programa considera nulos valores de energia negativos obtidos nos cálculos. A lógica utilizada no Excel para a energia fornecida pelo painel ao banco de baterias pode ser vista no Apêndice 1.

O banco de baterias fornece energia sempre que a geração dos painéis for insuficiente para suprir a carga, caso haja energia disponível. A lógica utilizada no Excel para o fornecimento de energia pelo banco à carga pode ser vista no Apêndice 2.

A energia disponível no banco é dada de hora em hora. Os regimes de carga da bateria são definidos como o tempo decorrido para descarregar completamente a bateria, de modo que quanto mais rápida a descarga, menor a energia disponibilizada pela bateria. Estes regimes são representados utilizando-se a notação C_n , onde n é o número de

horas para descarga total da baterias. Para as simulações realizadas foram considerados os regimes C20, C10, C5, C3 e C1. A programação em Excel pode ser vista no Apêndice 3.

Para respeitar as especificações técnicas, também foram determinadas as máximas correntes de carga e de descarga suportadas pelas baterias.

3.3.1 Perdas

As perdas sempre são um fator presente numa situação real e, por isso, devem ser cuidadosamente estimadas para que a simulação seja confiável. Foram inseridas nas simulações e no cálculo das variáveis as perdas nos fios e condutores, no controlador de carga, no inversor e no banco de baterias.

- Fios: as perdas nos fios foram estimadas em 0,98%, considerado um valor padrão em projetos de engenharia (CRESESB, 2004).
- Controlador de carga: as perdas no controlador de carga foram definidas segundo as especificações técnicas do mesmo. Consumo total em operação: 15 mA.
- Inversor: a eficiência foi definida em 94%, de acordo com as especificações do modelo utilizado.
- Banco de baterias: para o cálculo das perdas nas baterias, dois fatores foram levados em conta: a eficiência, definida em 95%, e as perdas na recarga, definidas de acordo com os regimes de descarga da bateria, ambos seguindo as especificações do modelo utilizado.

3.4 Considerações finais

Este capítulo visou explicar de forma clara o desenvolvimento da ferramenta, expondo dados, equipamentos e fórmulas utilizados. No próximo capítulo serão mostrados os resultados obtidos nas simulações da ferramenta e as análises realizadas.

4 RESULTADOS E ANÁLISE

4.1 Considerações iniciais

Nos capítulos anteriores, foram tratados os assuntos relevantes para o entendimento do sistema proposto e a lógica implementada no programa.

Com o intuito de se atingir o objetivo proposto, foram realizadas simulações para demonstrar o funcionamento do programa desenvolvido e sua eficácia.

Neste capítulo, são descritas as saídas do programa e as simulações realizadas e é feita a análise dos resultados obtidos.

4.2 Saídas

A tela principal da ferramenta, Figura 4.1, mostra o dimensionamento do sistema, fornecendo como saída informações referentes a todos os componentes:

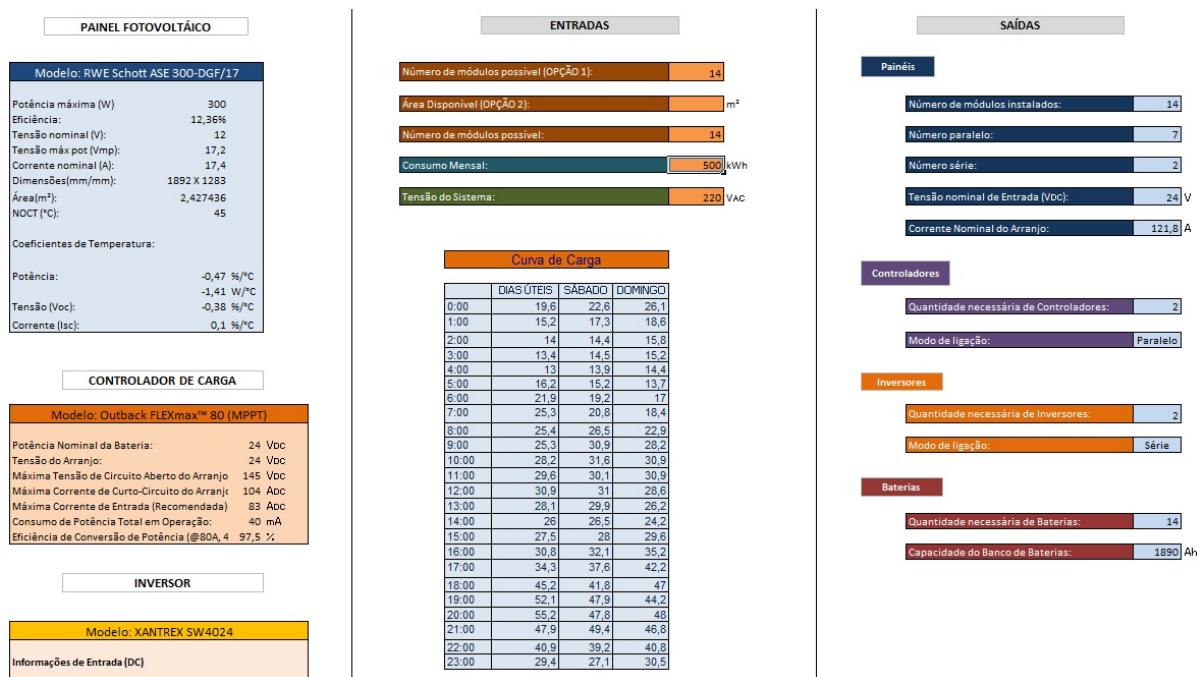


Figura 4.1 Tela principal da ferramenta no Excel.

A primeira coluna da esquerda para a direita informa os equipamentos utilizados nas simulações e suas especificações, os quais já foram mostrados no item 3.3 deste trabalho.

A segunda coluna, Figura 4.2, fornece os campos de entrada do programa.

ENTRADAS

Número de módulos possível (OPÇÃO 1):

Área Disponível (OPÇÃO 2):

m²

Número de módulos possível:

0

Consumo Mensal:

kWh

Tensão do Sistema:

V_{AC}

Curva de Carga

	DIAS ÚTEIS	SÁBADO	DOMINGO
0:00	19.6	22.6	26.1
1:00	15.2	17.3	18.6
2:00	14	14.4	15.8
3:00	13.4	14.5	15.2
4:00	13	13.9	14.4
5:00	16.2	15.2	13.7
6:00	21.9	19.2	17
7:00	25.3	20.8	18.4
8:00	25.4	26.5	22.9
9:00	25.3	30.9	28.2
10:00	28.2	31.6	30.9
11:00	29.6	30.1	30.9
12:00	30.9	31	28.6
13:00	28.1	29.9	26.2
14:00	26	26.5	24.2
15:00	27.5	28	29.6
16:00	30.8	32.1	35.2
17:00	34.3	37.6	42.2
18:00	45.2	41.8	47
19:00	52.1	47.9	44.2
20:00	55.2	47.8	48
21:00	47.9	49.4	46.8
22:00	40.9	39.2	40.8
23:00	29.4	27.1	30.5

Figura 4.2 Coluna de entradas da ferramenta no Excel.

Inicialmente, insere-se o número de painéis que serão utilizados no sistema. Há duas opções de entrada:

- Opção 1: o usuário informa o número possível de painéis a serem instalados;
- Opção 2: o usuário informa a área disponível para instalação e o programa calcula a quantidade possível de painéis nessa área.

Em seguida, são fornecidas duas opções para que seja traçada a curva de carga do usuário:

- Consumo mensal: o usuário informa o seu consumo mensal em kWh e insere no quadro “Curva de Carga” um dos modelos genéricos fornecidos na aba “Dados”: residencial ou comercial. Esse procedimento é feito através de uma operação simples de “copiar” (da planilha “Dados”) e “colar” (na planilha inicial) a curva de carga desejada;
- Curva do usuário: o usuário insere seu consumo mensal e a sua própria curva de carga para dias úteis, sábados e domingos.

A terceira coluna fornece as saídas de dimensionamento do programa, como mostrado na Figura 4.3.

SAÍDAS	
Painéis	
Número de módulos instalados:	0
Número paralelo:	0
Número série:	2
Tensão nominal de Entrada (Voc):	24 V
Corrente Nominal do Arranjo:	0 A
Controladores	
Quantidade necessária de Controladores:	0
Modo de ligação:	Paralelo
Inversores	
Quantidade necessária de Inversores:	0
Modo de ligação:	Série
Baterias	
Quantidade necessária de Baterias:	0
Capacidade do Banco de Baterias:	0 Ah

Figura 4.3 Coluna de saídas da ferramenta no Excel.

4.2.1 Painéis

Inicialmente, tem-se a tensão de entrada do inversor como um dado determinante para o número de painéis colocados em série. No exemplo utilizado neste estudo a entrada do inversor foi utilizada em 24 V. Sendo a tensão de saída do painel de 12 V, são necessários 2 painéis em série, formando um arranjo de 24 V. O número de painéis em paralelo é então definido aos pares, dependendo da quantidade de painéis possível de ser instalada na área disponível.

Número de painéis instalados: é calculado através de uma das opções de entrada (1 e 2). No caso de na entrada ser dado o número de módulos possível, o programa arredonda a razão entre esta dada quantidade e o número de módulos em série. Para o caso de 20 painéis, é possível a instalação de 10 arranjos de 24 V em paralelo.

Corrente nominal do arranjo: é determinada multiplicando-se a quantidade de painéis em paralelo e a corrente nominal do módulo fotovoltaico, dada em ampère (A).

4.2.2 Controladores de carga

Inicialmente, tem-se a corrente de entrada do controlador de carga como um fator limitante para a quantidade de módulos a ele conectado, de modo que, quanto maior o número de módulos, maior a quantidade de controladores necessária. A associação dos controladores de carga é feita em paralelo.

Quantidade necessária de controladores de carga:

$$\text{(Quantidade de painéis em paralelo} \times \text{Corrente nominal)} / \text{(Máxima corrente de entrada do controlador)}$$

4.2.3 Inversores

Na análise dos inversores, tem-se que a tensão de entrada do inversor determina a quantidade de painéis conectados em série no arranjo, enquanto que a tensão utilizada pela carga (110 V ou 220 V) determina a quantidade de inversores conectados em série. No caso em estudo, são utilizados 2 inversores em série para se obter uma tensão de saída em 240 V.

4.2.4 Gráficos

Para uma visualização gráfica do funcionamento do sistema, foram sobrepostos os três principais gráficos com os dados horários ao longo do ano: Curva de Carga, Energia fornecida pelo Banco de Baterias, Energia fornecida pelos Painéis Fotovoltaicos. Por

meio desta sobreposição, é possível visualizar os picos de geração, o carregamento do banco de baterias pelos painéis e o banco fornecendo energia para a carga durante a noite, quando a geração pelos painéis é nula.

Com o intuito de se testar o programa antes de se realizar as simulações para os 10 anos, foram feitas duas simulações utilizando-se a média dos dados neste período:

Simulação 1:

- Consumo mensal: 500 kWh;
- Número de painéis: 14.

Simulação 2:

- Consumo mensal: 500 kWh;
- Número de painéis: 12.

Fazendo-se a simulação 1 para o sistema, tem-se um funcionamento sem descontinuidade no fornecimento de energia elétrica para a carga. Parte do gráfico deste sistema pode ser visualizada pelo Gráfico 4.1:

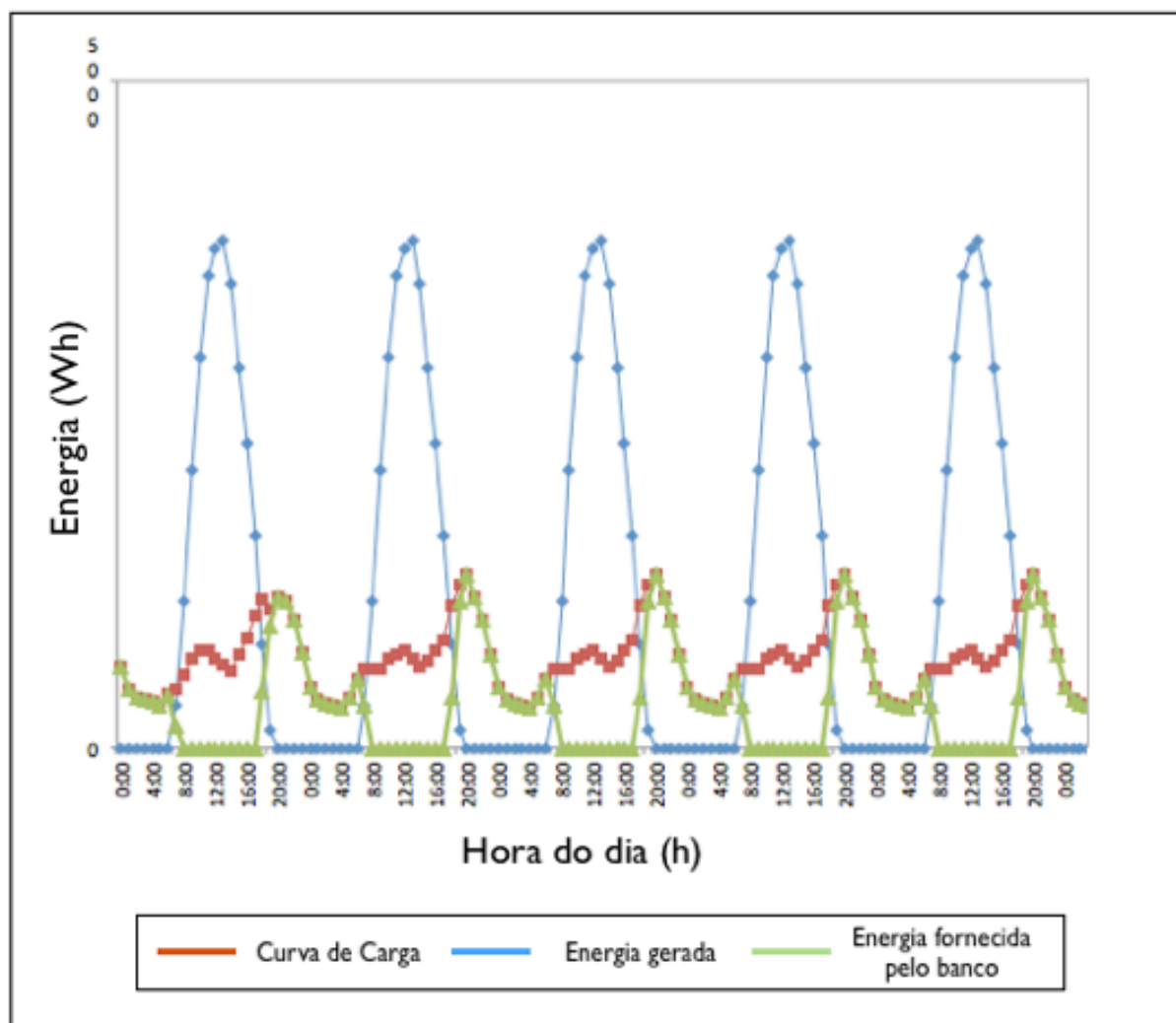


Gráfico 4.1 *Sobreposição das curvas de geração, de carga e de energia fornecida pelo banco de baterias.*

O Gráfico 4.2 ajuda a visualizar os descarregamentos e carregamentos do banco de baterias ao longo dos dias:

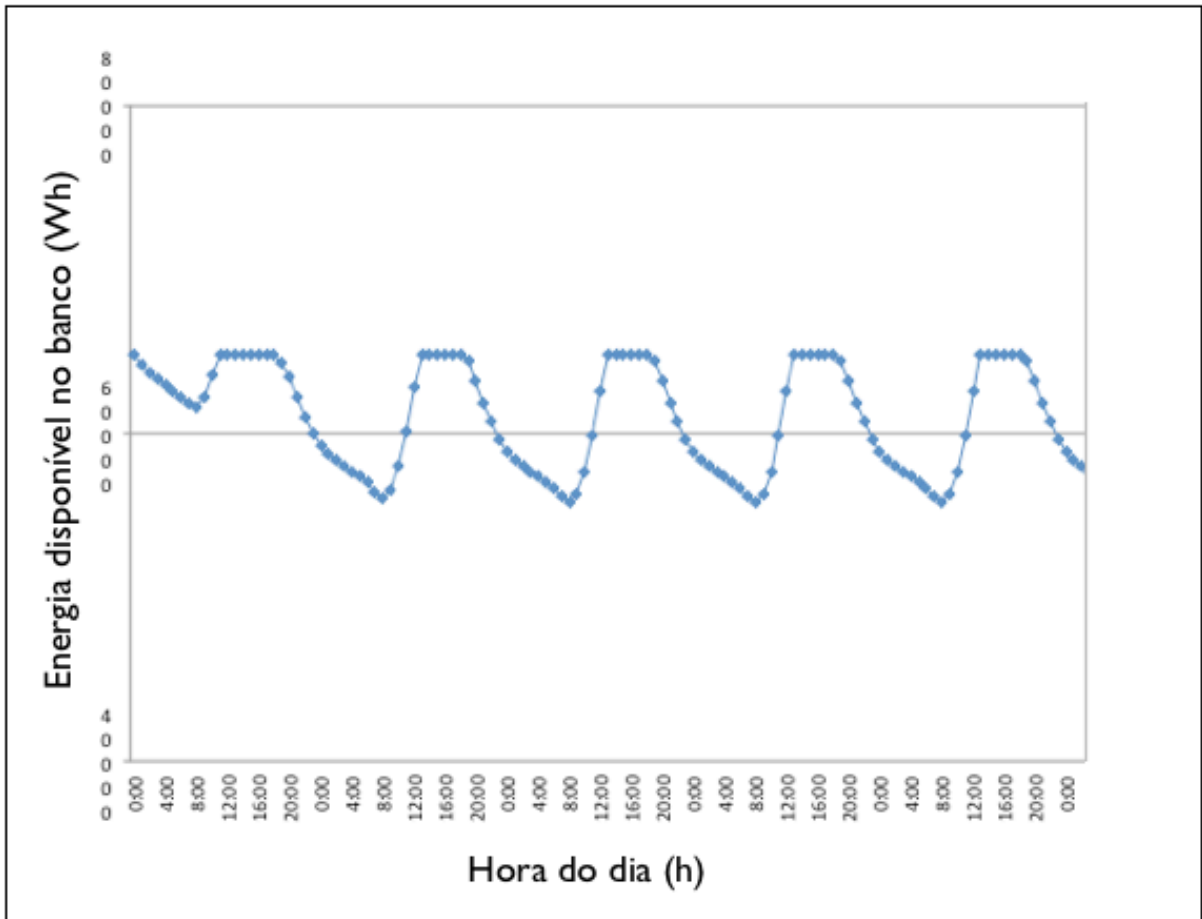


Gráfico 4.2 *Curva de energia disponível no banco de baterias de hora em hora.*

Para os casos onde a quantidade de painéis é insuficiente para suprir o sistema, é possível observar que o banco de baterias não consegue recarregar totalmente, diminuindo sua disponibilidade de energia até se esgotar, indicando, assim, a descontinuidade no fornecimento de energia elétrica pelo sistema. A simulação 2 explica o caso de um sistema com número de painéis insuficiente, fornecendo gráficos com as características do Gráfico 4.3.

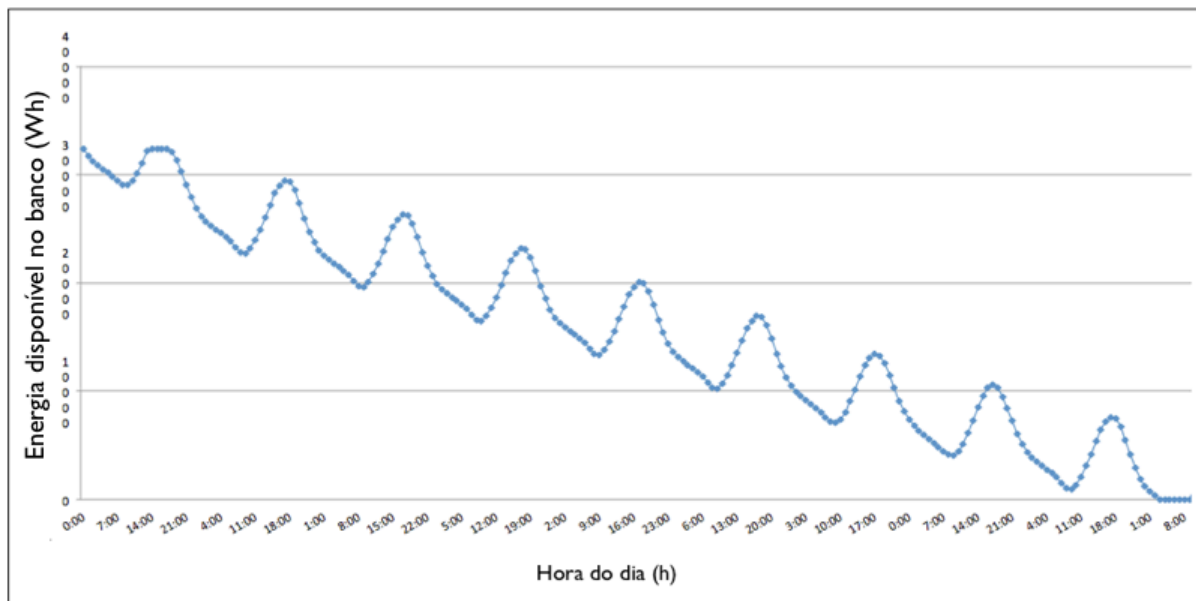


Gráfico 4.3 *Curva de energia disponível no banco de baterias de hora em hora para um número insuficiente de painéis instalados.*

O mesmo pode ser observado no Gráfico 4.4, uma vez que o gráfico da energia fornecida pelo banco de baterias durante a madrugada passa a não mais coincidir com a curva de carga a partir da terceira noite, indicando que a energia gerada não foi suficiente para recarregar o banco e que, conseqüentemente, houve queda no sistema.

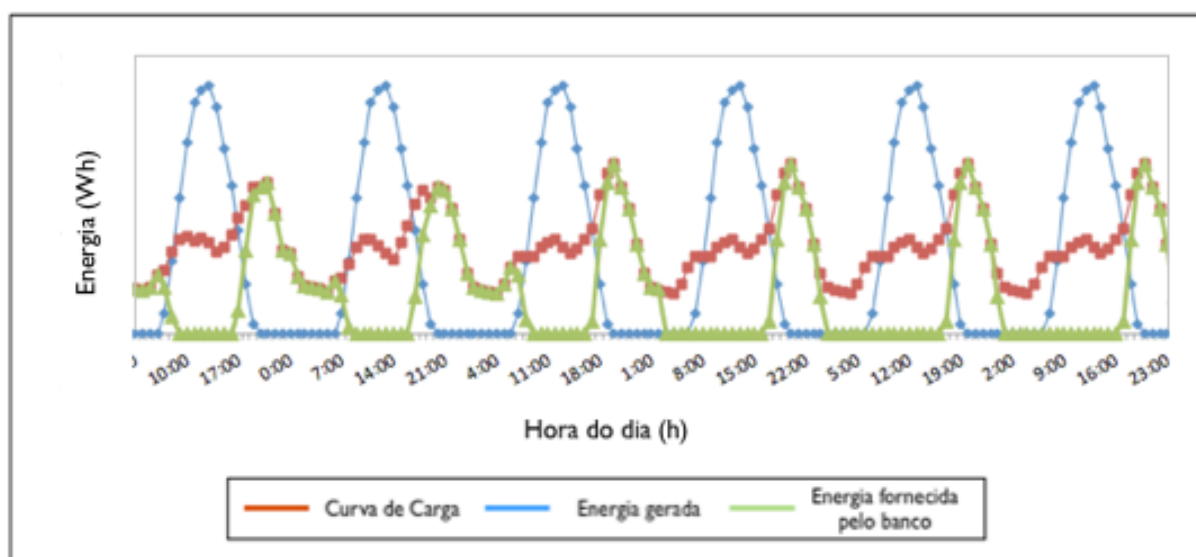


Gráfico 4.4 *Sobreposição das curvas de geração, de carga e de energia fornecida pelo banco de baterias, para um número insuficiente de painéis instalados.*

4.2.5 Banco de baterias

A quantidade de baterias necessária é definida pelo método de dimensionamento do banco de baterias.

Com o intuito de se observar as descargas das baterias, foram estipulados valores de 20 a 80% da capacidade máxima do banco. Estes valores foram então utilizados para determinar o número de vezes que o banco descarregou dentro, abaixo ou acima dessas porcentagens. Por meio destes dados é possível saber quantas vezes houve queda de energia no sistema e quantas horas o sistema ficou sem energia, além de se poderem tirar conclusões a cerca da durabilidade das baterias, observando-se quantas vezes a energia disponível do banco caiu abaixo da máxima profundidade de descarga. Para a simulação 1, foram obtidos os seguintes dados:

	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
47												
48		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 20%							1025		11.66894 %	
49												
50		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 40%							0		0 %	
51												
52		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 60%							0		0 %	
53												
54		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 80%							0		0 %	
55												
56		Número de quedas do sistema							0			
57												
58		Número de horas que o sistema ficou sem energia							0			
59												

Figura 4.4 *Descarregamentos do banco de baterias para a Simulação 1.*

Para este sistema com 14 painéis é observado que o descarregamento do banco permanece na faixa dos 20 a 40% em 11,67% do ano, não descarregando mais que 20% nos demais 88,33% do ano.

Para a simulação 2 são fornecidos os seguintes dados:

	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
47												
48		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 20%							1930		21.97177 %	
49												
50		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 40%							965		10.98588 %	
51												
52		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 60%							1207		13.74089 %	
53												
54		Número de vezes que a bateria descarregou mais que 80%							3412		38.84335 %	
55												
56		Número de quedas do sistema							154			
57												
58		Número de horas que o sistema ficou sem energia							496			
59												

Figura 4.5 Descarregamentos do banco de baterias para a Simulação 2.

Já neste sistema com 12 painéis é observado que o banco descarregou mais que 80% em 38,84% do ano, havendo 154 quedas de energia e permanecendo fora por 496 horas no ano. Estes dados são suficientes para sugerir que o sistema não seja instalado caso a área disponível não permita a instalação de mais painéis.

4.2.6 Faltas no sistema

Com o objetivo de obter informações quanto à confiabilidade do sistema, foram contabilizados o número de quedas do sistema e a quantidade de horas que o sistema ficou sem energia para cada ano. Estas informações foram posteriormente comparadas com os padrões determinados em lei. A programação para o cálculo das faltas pode ser vista no Apêndice 4.

4.3 Planilha de análise

Tendo a lógica do programa toda implementada e com os valores de entrada parametrizados é possível extrair dados necessários para se realizarem as análises desejadas. Esses dados são expostos nas tabelas da planilha análise, e delas são tiradas as conclusões a respeito do sistema fotovoltaico proposto pelo programa.

4.3.1 Descarregamento das baterias

As primeiras duas tabelas mostram a mesma informação disposta de maneiras diferentes. A Tabela 4.1 mostra o número de horas ao longo de cada ano em que o banco de baterias se descarregou em determinadas quantidades escolhidas para análise. Estas quantidades estão representadas em percentagem em relação à capacidade total do banco de baterias.

Tabela 4.1 – *Descarregamentos do banco de baterias ao longo do ano (número de horas).*

Profundidade de Descarga	Número de Horas ao Longo do Ano										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
20%	363	1055	534	613	980	718	811	405	895	694	0
25%	234	769	275	352	804	494	453	169	592	515	0
30%	147	551	129	192	663	293	266	62	394	419	0
35%	75	408	57	97	539	146	164	16	287	336	0
40%	34	291	32	40	453	53	102	0	231	271	0
50%	0	149	6	0	316	0	22	0	157	162	0
60%	0	106	0	0	242	0	9	0	108	76	0
70%	0	77	0	0	179	0	0	0	52	1	0
80%	0	43	0	0	114	0	0	0	10	0	0

A Tabela 4.2 possui a mesma informação da tabela anterior, apenas exposta de maneira diferente. Neste caso é apresentada a percentagem de horas ao longo do ano em relação ao total de horas do ano.

Tabela 4.2 – *Descarregamentos do banco de baterias ao longo do ano (percentagem).*

Profundidade de Descarga	Porcentagem de Horas ao Longo do Ano										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
20%	4,13	12,01	6,07	6,97	11,15	8,17	9,23	4,61	10,18	7,90	0
25%	2,66	8,75	3,13	4,00	9,15	5,62	5,15	1,92	6,73	5,86	0
30%	1,67	6,27	1,46	2,18	7,54	3,33	3,02	0,70	4,48	4,77	0
35%	0,85	4,64	0,64	1,10	6,13	1,66	1,86	0,18	3,26	3,82	0
40%	0,38	3,31	0,36	0,45	5,15	0,60	1,16	0	2,62	3,08	0
50%	0	1,69	0,06	0	3,59	0	0,25	0	1,78	1,84	0
60%	0	1,20	0	0	2,75	0	0,10	0	1,22	0,86	0
70%	0	0,87	0	0	2,03	0	0	0	0,59	0,01	0
80%	0	0,48	0	0	1,29	0	0	0	0,11	0	0

Essas duas tabelas são muito importantes, pois mostram o nível de descarregamento do banco de baterias que está ocorrendo ao longo do ano. Como foi citado no capítulo 2, os fabricantes de baterias indicam que os descarregamentos normalmente não devem passar dos 20% de sua capacidade total para que a vida útil das baterias não seja comprometida. Com os dados obtidos desta análise podemos ter uma boa noção do tipo de estresse que o banco sofre para que se possa concluir se o sistema está ou não bem dimensionado.

4.3.2 Indicadores DIC e FIC

Dois parâmetros usados para avaliar a qualidade do sistema proposto foram os indicadores individuais Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC) e Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC). Esses indicadores foram propostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e são usados para medir a qualidade do fornecimento de energia elétrica. O DIC é dado em número de horas e o FIC é dado em número de interrupções, definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. O assunto está regulamentado no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Como existe variação nos valores de DIC e FIC para cada Conjunto Elétrico (subdivisões das distribuidoras), serão usados valores anuais ilustrativos de 50 horas para o DIC e 30 interrupções para o FIC.

As duas próximas tabelas nos mostram o desempenho do sistema fotovoltaico em relação aos indicadores DIC e FIC.

Na Tabela 4.3 mostra-se o número de horas em que o sistema não foi capaz de fornecer energia elétrica, ou seja, não existia geração fotovoltaica e o banco de baterias se encontrava totalmente descarregado. Esta informação caracteriza o DIC.

Tabela 4.3 – *Número de horas em que o sistema não foi capaz de fornecer energia.*

Número de Horas										
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
0	16	33	50	15	0	0	4	1	7	0

Já a Tabela 4.4 mostra o número de vezes em que o sistema deixou de fornecer energia elétrica, sem considerar a duração de cada queda. Esta informação caracteriza o FIC.

Tabela 4.4 – *Número quedas do sistema.*

Número de Quedas										
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
0	12	23	30	5	0	0	2	1	7	0

Estas duas informações dizem basicamente se o sistema é confiável e se está dentro dos padrões aceitáveis propostos pelo órgão regulador.

4.3.3 Corrente máxima do sistema

Esta próxima tabela foi proposta para mostrar o número de horas em que o sistema não foi capaz de fornecer a corrente elétrica exigida pelas cargas.

Tabela 4.5 – *Número de horas em que o sistema não foi capaz de suprir a carga.*

Número de Horas										
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Entretanto, após a realização das simulações e de uma análise mais detalhada do programa, foi percebido que o fenômeno contabilizado por esta tabela dificilmente ocorrerá nas situações propostas. Isto porque o método utilizado no dimensionamento do banco de baterias considera descarregamentos de no máximo 25%, fornecendo um banco com corrente nominal muito elevada em relação às curvas de carga utilizadas. No caso em que a curva de carga é modificada, deixando de ser típica, essa situação continua improvável de ocorrer. O método de análise é baseado em horas, e como os picos de corrente mais altos duram normalmente segundos, mesmo que eles ocorram, não é possível vê-los na curva de carga. A consideração que deve ser feita é a comparação entre a corrente máxima exigida pelas cargas, que deve ser dada pelo usuário do programa e a corrente máxima de descarga do banco de baterias.

4.3.4 Potencial de geração e consumo

A última tabela de análise mostra a diferença entre o potencial de geração do sistema fotovoltaico e o consumo, dentro de cada mês do ano. O potencial de geração é definido neste caso como o total de energia elétrica que o sistema tem a capacidade de produzir. Isso não ocorre normalmente, pois existem momentos em que o banco de baterias está flutuando e não existe consumo suficientemente elevado. Essa informação dá embasamento para sugerir mudanças nos hábitos de consumo, como por exemplo, tentar concentrar a maior parte do consumo durante as horas de sol.

Tabela 4.6 – *Diferença entre potencial de geração e consumo (kWh).*

Mês	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
Jan	169	243	214	195	-47	169	277	110	144	216	169
Fev	188	320	117	306	104	188	179	105	151	225	188
Mar	165	106	277	87	62	165	76	399	142	170	165
Abr	126	251	237	150	24	126	99	144	115	-10	126
Mai	163	93	146	78	119	119	127	148	146	47	119
Jun	165	135	130	155	136	136	121	138	105	136	136
Jul	136	146	66	175	138	138	121	141	180	138	138
Ago	160	204	248	178	223	238	226	288	242	223	223
Set	226	162	224	209	224	203	188	351	229	224	224
Out	310	108	302	150	215	217	26	271	334	215	215
Nov	76	50	173	107	96	27	128	115	95	96	96
Dez	252	193	155	269	167	53	103	249	61	167	167
Total	2.135	2.010	2.289	2.056	1.459	1.777	1.671	2.459	1.946	1.846	1.964

4.4 Simulações

Para testar o programa e obter saídas válidas para análise foram realizadas simulações. Foram propostas cinco situações para testar o programa, usando duas curvas de carga distintas, resultando num total de dez simulações. As duas curvas de carga foram citadas no capítulo anterior, uma de consumidores residenciais de alto consumo e outra de consumidores comerciais.

A metodologia utilizada foi baseada na variação de três dados de entrada do programa, consumo mensal, número de módulos possível e curva de carga. Primeiramente foi escolhido um valor arbitrário de consumo mensal dentro da característica da curva de carga utilizada. Em seguida variado o número de módulos possível até o limite em que os resultados estejam dentro do desejado para cada situação proposta. Após obter as cinco simulações com uma curva de carga, foi repetido o mesmo procedimento para a outra.

Para as simulações feitas com a curva de carga residencial foi escolhido o valor de consumo mensal de 600 kWh e, para a comercial, foi escolhido 5.000 kWh. A seguir são descritas as situações propostas e são mostrados os resultados obtidos para as simulações.

4.4.1 Simulação 1

A primeira situação proposta é de que o banco de baterias do sistema fotovoltaico não sofresse descarregamentos iguais ou maiores do que 20% da sua capacidade total. Esta situação seria a ideal para o sistema, pois estaria respeitando as recomendações das baterias e consequentemente diminuindo gastos futuros.

Tabela 4.7 – *Simulação 1 para curva de carga residencial.*

Curva de Carga Residencial		Número de Horas ao Longo do Ano										
Quantidade de módulos	Profundidade de Descarga	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
42	20%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 4.8 – *Simulação 1 para curva de carga comercial.*

Curva de Carga Comercial		Número de Horas ao Longo do Ano										
Quantidade de módulos	Profundidade de Descarga	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
306	20%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.4.2 Simulação 2

No segundo caso o banco sofreria grandes descarregamentos, mas não ocorreriam quedas no sistema. Um sistema fotovoltaico com esta característica funcionaria perfeitamente, mas não seria desejável se estes descarregamentos ocorressem com frequência, pois as baterias se degradariam rapidamente.

Tabela 4.9 – *Simulação 2 para curva de carga residencial.*

Curva de Carga Residencial		Número de Horas ao Longo do Ano										
Quantidade de módulos	Profundidade de Descarga	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
22	20%	191	613	170	274	525	223	331	142	388	388	0
	30%	71	288	21	76	276	22	92	10	177	196	0
	40%	3	130	0	0	148	0	11	0	100	53	0
	50%	0	86	0	0	26	0	0	0	35	2	0
	60%	0	56	0	0	7	0	0	0	1	0	0
	70%	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	80%	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 4.10 – *Simulação 2 para curva de carga comercial.*

Curva de Carga Comercial		Número de Horas ao Longo do Ano										
Quantidade de módulos	Profundidade de Descarga	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
174	20%	248	731	205	350	726	442	419	194	457	467	0
	30%	102	364	45	107	455	103	137	22	228	293	0
	40%	4	181	10	20	330	4	40	0	165	178	0
	50%	0	123	0	0	248	0	10	0	95	69	0
	60%	0	101	0	0	159	0	0	0	44	1	0
	70%	0	63	0	0	88	0	0	0	9	0	0
	80%	0	31	0	0	23	0	0	0	0	0	0

Tabela 4.11 – *Número de quedas do sistema em cada ano para a Simulação 2.*

Número de Quedas do Sistema										
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nas últimas três situações é observado como o sistema se comporta em relação aos indicadores DIC e FIC.

4.4.3 Simulação 3

Primeiro é observado o sistema se mantendo dentro dos padrões do DIC e do FIC.

Tabela 4.12 – *Simulação 3 para curva de carga residencial.*

Curva de Carga Residencial		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
Quant. Módulos	Quant. Quedas	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0
20	Nº de Horas	0	7	0	0	16	0	0	0	0	0	0

Tabela 4.13 – *Simulação 2 para curva de carga comercial.*

Curva de Carga Comercial		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
Quant. Módulos	Quant. Quedas	0	1	0	0	5	0	0	0	1	0	0
160	Nº de Horas	0	24	0	0	47	0	0	0	2	0	0

4.4.4 Simulação 4

Em seguida, dentro do FIC e fora do DIC.

Tabela 4.14 – *Simulação 4 para curva de carga residencial.*

Curva de Carga Residencial		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
Quant. Módulos	Quant. Quedas	3	12	0	1	30	24	20	2	18	24	0
16	Nº de Horas	22	137	0	16	285	188	147	10	146	197	0

Tabela 4.15 – *Simulação 4 para curva de carga comercial.*

Curva de Carga Comercial		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
Quant. Módulos	Quant. Quedas	0	3	0	0	29	18	11	0	8	17	0
138	Nº de Horas	0	116	0	0	258	176	103	0	79	141	0

4.4.5 Simulação 5

Por último, fora dos dois padrões.

Tabela 4.16 – *Simulação 5 para curva de carga residencial.*

Curva de Carga Residencial		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
Quant. Módulos	Quant. Quedas	192	113	102	131	231	206	174	120	150	183	210
14	Nº de Horas	808	795	607	793	1268	974	1190	647	960	964	765

Tabela 4.17 – *Simulação 5 para curva de carga comercial.*

Curva de Carga Comercial		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Média
Quant. Módulos	Quant. Quedas	1	5	0	1	32	22	12	0	15	20	0
136	Nº de Horas	6	128	0	11	286	201	126	0	122	174	0

Não foi possível simular a situação em que o sistema fique dentro do DIC e fora do FIC devido à característica de um sistema fotovoltaico. Quando as baterias se descarregam por completo à noite, o sistema fica fora até que haja sol novamente, caracterizando quedas com longas durações.

As cinco situações citadas anteriormente foram escolhidas, pois são possíveis casos que podem ocorrer quando utilizado o programa em uma situação real. Com o intuito de comprovar o funcionamento e a eficácia do programa foram realizadas as simulações.

Os resultados obtidos por meio das simulações mostram que a ferramenta cumpre com o esperado. De acordo com os dados de entrada do usuário o programa é capaz de fornecer saídas que quando analisadas nos dizem a respeito do desempenho do sistema fotovoltaico proposto.

4.5 Considerações finais

Sendo o objetivo do trabalho a elaboração de uma ferramenta computacional para a análise de um sistema fotovoltaico isolado, foi necessária a implementação de lógicas em planilhas e dados parametrizados. Seu funcionamento foi descrito no capítulo anterior.

Para comprovar o funcionamento da ferramenta, foram propostas neste capítulo situações possíveis de ocorrerem e simulações foram realizadas para atingi-las.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

O consumo de energia elétrica no mundo tende a continuar crescendo, principalmente em países que apresentam crescimento econômico como o Brasil. Com esse crescimento surgem as preocupações em relação ao meio ambiente e projeções de danos que as fontes de energia não renováveis causarão nos próximos anos. Daí a necessidade de se investir em fontes renováveis como a solar.

A preocupação com o meio ambiente motiva a utilização de sistemas fotovoltaicos, e o crescimento de sua utilização no mundo provoca reduções no custo desta tecnologia. Outro ponto positivo é a evolução tecnológica, permitindo uma melhor eficiência do sistema.

O programa dimensiona um sistema fotovoltaico isolado e disponibiliza informações suficientes para a análise de viabilidade técnica e possibilidade de sugestões para melhoria do aproveitamento energético.

A forma usual de dimensionamento de um sistema fotovoltaico utiliza apenas os valores diários de consumo e geração. Neste trabalho, foi proposta uma análise mais detalhada, feita de hora em hora, com dados reais de insolação de um período de dez anos. Isso traz um resultado mais confiável à pessoa que deseje instalar um sistema deste tipo, evitando possíveis surpresas desagradáveis.

Por meio das simulações realizadas foi demonstrado que a ferramenta elaborada disponibiliza informações importantes para a análise de um sistema fotovoltaico isolado. Um cidadão que deseje instalar um em seu estabelecimento pode, por meio da ferramenta, obter informações conclusivas não fornecidas usualmente no mercado de hoje. O caso em que o banco sofreria grandes descarregamentos, mas não ocorreriam quedas no sistema mostra, por exemplo, que o sistema pode funcionar sem quedas com 22 módulos para uma curva de carga residencial. Contudo, a profundidade de descarga,

que chega a ser de 80% por algumas horas durante o ano, indica que ele não está bem dimensionado, podendo não ser eficiente ou diminuir consideravelmente a vida útil das baterias.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- implementação do programa em um *software* mais robusto para que sejam possíveis simulações dos dados de insolação baseados na sua média, desvio-padrão e uma determinada distribuição, podendo assim obter saídas no formato de probabilidades;
- estudo mais aprofundado quanto às perdas no banco de baterias;
- inserção de um grupo motor-gerador a *diesel* para carga das baterias em situações de emergência;
- acréscimo de dados de insolação de outras regiões brasileiras;
- mais alternativas de equipamentos para compor o sistema fotovoltaico;
- estudo de viabilidade econômica para os sistemas fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL). (2012). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Revisão 4 (após realização da AP 064/2010), Resolução Normativa nº 469/2011.

ALBUQUERQUE, Fábio Lima de; BITTENCOURT, Felipe Tozzi. *Um estudo da otimização de sistemas fotovoltaicos para o estado do Tocantins*. Palmas: 2008. Relatório final de projeto em pesquisa apresentado para a Coordenação de Extensão e Pesquisa Tecnológica da Escola Técnica Federal do Tocantins.

ARAMIZU, J. (2010). *Modelagem e Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em Operação Isolada e em Paralelo com um Rede de Distribuição de Energia Elétrica*. São Carlos.

ASE (2002). Disponível em: <<http://www.asepv.com>>.

_____. (2002). *Schott ASE 300-DGF/17*.

Associação Brasileira de Normas Técnicas. (2006). *NBR 10899: Conversão fotovoltaica de energia solar - Terminologia*. ABNT, Rio de Janeiro.

_____. (1999). *NBR 14298: Sistemas fotovoltaicos – Banco de baterias -Dimensionamento*. ABNT, Rio de Janeiro.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB).

(1999). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. CEPTEL, Rio de Janeiro.

_____. (2005) *Energia solar: princípios e aplicações*. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

_____. (2007). *Energia solar: Princípios e aplicações*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf>.

_____. (2008). Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/informe13.pdf>>.

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/>>.

JACKSON, F. (2007). *Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers*. 2. ed. Berlin.

LOPES, L. Z. (2011). *Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2011.

MASTERVOLT (2007). *USERS MANUAL – AGM BATTERY*. Disponível em: <<http://www.mastervolt.com>>.

_____. (2007). *Mastervolt AGM 270 Ah*.

MESSENGER, R.; VENTRE, J. (2004). *Photovoltaic systems Engineering*. 2. ed. Florida.

OUTBACK (2008). *FLEXmax - Continuous Maximum Power Point Tracking Charge Controllers*. Disponível em: <<http://www.outbackpower.com>>.

_____. (2008). *Outback FLEXmax 80*.

Pinho, J. T. (2008). *Soluções energéticas para a amazônia*. Ministério de minas e energia. Brasília.

SEVERINO, M. M. *Avaliação técnico-econômico de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2008.

SHAYANI, R. A. *Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado utilizando Módulos de 32 Células*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2006.

SILVA, E. P. *Eficiência de Sistemas Fotovoltaicos Considerando Curva de Carga*. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Distrito Federal, 2010.

XANTREX (2002). *Manual de instalação e operação - Controlador de CC multifunções série C*. Disponível em: <<http://www.xantrex.com>>.

_____. (2002). *Xantrex sine wave inverter 4024*.

APÊNDICE 1 - Programação feita no Excel o cálculo da energia fornecida pelo painel ao banco de baterias.

= IF($G_P * E_I * (1 - P_{fc}) - P_C > D_C$:

IF($(G_P - (D_C / E_I)) / T_A > M_{CCB}$:

M_{PCB} ;

ELSE : $(G_P - (D_C / E_I)) * (1 - P_F) - P_C$;

ELSE: 0;

em que:

G_P : Geração do Painel, em W;

E_I : Eficiência do Inversor, em porcentagem;

P_{FC} : Perda nos Fios e Conectores, em porcentagem;

P_C : Perda nos Controladores, em W;

D_C : Demanda da Carga, em W;

T_A : Tensão do Arranjo, em V;

M_{CCB} : Máxima Corrente de Carga do Banco, em A;

M_{PCB} : Máxima Potência de Carga do Banco, em W.

APÊNDICE 2 - Programação feita no Excel para o cálculo da energia fornecida pelo banco de baterias à carga.

= IF($D_C > (G_P * E_I * (1 - P_{FC}) - P_C)$):

 IF($D_C - G_P * E_I * (1 - P_{FC}) - P_C$):

$(D_C - G_P * E_I * (1 - P_{FC})) / (E_I * (1 - P_{FC}))$;

 ELSE 0;

ELSE 0;

APÊNDICE 3 - Programação feita no Excel para simular os regimes de descarga da bateria (C20, C10, C5, C3 e C1.

```
- IF((E6-'Fluxo Bateria-Carga'!E6/Sistema!$G$83+'Fluxo Pannel-Bateria'!E6)>$E$3,$E$3,IF(E6-'Fluxo Bateria-Carga'!E6/Sistema!$G$83+'Fluxo Pannel-Bateria'!E6<0,0,E6-'Fluxo Bateria-Carga'!E6/Sistema!$G$83+'Fluxo Pannel-Bateria'!E6-IF('Fluxo Bateria-Carga'!E6/Sistema!$G$83<=Baterias!$Y$30,0,IF(Baterias!$Y$30<'Fluxo Bateria-Carga'!E6/Sistema!$G$83<=Baterias!$Y$31,(Baterias!$Y$30/10)*('Fluxo Bateria-Carga'!E6/Baterias!$Y$31)-('Fluxo Bateria-Carga'!E6/10),IF(Baterias!$Y$31<'Fluxo Bateria-Carga'!E6/Sistema!$G$83<=Baterias!$Y$32,(Baterias!$Y$30/5)*('Fluxo Bateria-Carga'!E6/Baterias!$Y$32)-('Fluxo Bateria-Carga'!E6/5),IF(Baterias!$Y$32<'Fluxo Bateria-Carga'!E6/Sistema!$G$83<=Baterias!$Y$33,(Baterias!$Y$30/3)*('Fluxo Bateria-Carga'!E6/Baterias!$Y$33)-('Fluxo Bateria-Carga'!E6/3),(Baterias!$Y$30)*('Fluxo Bateria-Carga'!E6/Baterias!$Y$34)-('Fluxo Bateria-Carga'!E6))))))
```

APÊNDICE 4

Quedas no sistema

Para se determinar o número de quedas do sistema foi utilizado o seguinte comando:

$$= \text{AND}(E_n = 0, E_{n-1} <> 0)$$

Este comando foi aplicado nos valores de energia disponível no banco, de modo a fornecer “VERDADEIRO” sempre que seu valor chegasse a 0. Em seguida foi utilizado o seguinte comando:

$$= \text{COUNTIF}(\text{'Carga da Bateria'!F3:F8786}, "=" \text{VERDADEIRO})$$

Este comando contabiliza o número de vezes que comando “AND” forneceu uma saída verdadeira e, conseqüentemente, o número de quedas do sistema.

Quantidade de horas sem energia

Para se determinar quantas horas o sistema ficou sem energia foi utilizado o seguinte comando:

$$= \text{COUNTIF}(\text{'Carga da Bateria'!E3:E8786}, "=" \text{0})$$

Este comando contabiliza o número de vezes que o valor “0” apareceu para a energia disponível no banco de baterias e, conseqüentemente, a quantidade de horas sem energia.

ANEXO 1

Tabela A.1 – Amostra dos dados de temperatura e irradiação fornecidos pelo INMET, usados para o cálculo da temperatura das células fotovoltaicas (T_{cel}).

Mês	Dia	Hora	Valores Médios		
			Temperatura	Irradiação	Tcel
Jan	1	00:00	19,91953488	0	19,91953488
Jan	1	01:00	19,64186047	0	19,64186047
Jan	1	02:00	19,34465116	0	19,34465116
Jan	1	03:00	19,17860465	0	19,17860465
Jan	1	04:00	19,00934579	0	19,00934579
Jan	1	05:00	18,84859813	0	18,84859813
Jan	1	06:00	18,7	0,2	18,70625
Jan	1	07:00	19,66857143	51	21,26232143
Jan	1	08:00	20,8464455	185,8	26,6526955
Jan	1	09:00	22,0271028	360,7	33,2989778
Jan	1	10:00	23,16431925	524,2	39,54556925
Jan	1	11:00	24,04626168	650,6	44,37751168
Jan	1	12:00	24,64651163	692,9	46,29963663
Jan	1	13:00	24,97395349	708,2	47,10520349
Jan	1	14:00	25,04158879	641,4	45,08533879
Jan	1	15:00	24,78317757	513,5	40,83005257
Jan	1	16:00	24,45934579	403,6	37,07184579
Jan	1	17:00	23,9135514	274,1	32,4791764
Jan	1	18:00	23,11953488	130	27,18203488
Jan	1	19:00	22,04579439	22,6	22,75204439
Jan	1	20:00	21,30704225	0	21,30704225
Jan	1	21:00	20,90798122	0	20,90798122
Jan	1	22:00	20,5344186	0	20,5344186
Jan	1	23:00	20,25794393	0	20,25794393